

OTÁVIO RODRIGUES VAZ

**UMA CONTRIBUIÇÃO PARA O
GERENCIAMENTO DE METAS DE INDICADORES
DE CONTINUIDADE DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**FLORIANÓPOLIS
2007**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UMA CONTRIBUIÇÃO PARA O
GERENCIAMENTO DE METAS DE INDICADORES
DE CONTINUIDADE DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

OTÁVIO RODRIGUES VAZ

Florianópolis, abril de 2007.

UMA CONTRIBUIÇÃO PARA O GERENCIAMENTO DE METAS DE INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Otávio Rodrigues Vaz

‘Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em *Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica*, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina’.

Prof. Jorge Coelho, D. Sc.
Orientador

Prof. Nelson Sadowski, D. Sc.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Jorge Coelho, D. Sc.

Prof. C. Celso Brasil Camargo, D. Eng.

Prof.^a Silvia Modesto Nassar, D. Eng.

Prof.^a Ana Bárbara Knolseisen Sambaqui, D. Eng.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer as pessoas que contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho, assim como àquelas pela passagem deste período de ganhos significativos para o meu desenvolvimento como ser humano.

Ao *Prof. Jorge Coelho*, meu orientador acadêmico, pela confiança depositada, pelas oportunidades oferecidas, pelas idéias compartilhadas, pelas lições e experiência profissional transmitidas.

Aos demais professores do LabPlan: *Edson Luiz da Silva, C. Celso Brasil Camargo, Ildemar Cassana Decker e Erlon Cristian Finardi* pela oportunidade de trabalhar nesse laboratório e pelos conhecimentos transmitidos, mostrando a importância de um grupo de trabalho sério, dedicado e interessado no desenvolvimento profissional e pessoal de seus alunos, preparando-os para o mercado de trabalho e para a vida.

Aos professores do Departamento de Informática e Estatística: *Sílvia M. Nassar e Vitorio B. Mazzola* pelos conhecimentos transmitidos, ponderações e análise crítica de questões relevantes para o desenvolvimento dos trabalhos relacionados ao tema dessa dissertação.

Aos competentes profissionais da CELESC: *Hermes Queiroz, Cecília M. Borba* e em especial ao engenheiro eletricitista *Renato B. Rolim*, que contribuiu de forma fundamental para o desenvolvimento desta dissertação, transmitindo sua experiência e dificuldades no cotidiano de seu trabalho, assim como, as discussões sobre as idéias apresentadas nesse trabalho.

Ao Time Distribuição/ LabPlan: *Maurício Sperandio, Edison Aranha, Eduardo Gaulke, Matheus Cruz, Diego Issicaba Diego Brancher, Felipe Trevisan e Waneska Patrícia Araújo*, pelas discussões, críticas, sugestões e convivência.

Aos demais amigos e colegas de trabalho, *Raphael Gonçalves, Fabrício Takigawa, Alexandre Zucarato, Daniel Dotta, Everthon Sica, Fabiano Andrade, Gustavo Arfux, Leandro Aguiar, Marcelo Agostini, Marcelo Santos, Moises Santos, Rafael Rodrigues, Vitor Matos, Rodrigo Sória* que propiciaram um ambiente de trabalho adequado ao aprendizado dos mais diversos temas relacionados ao setor elétrico e outros das mais diversas naturezas e os momentos de confraternização inesquecíveis.

Aos meus pais, *Geraldo Magela da Costa Vaz* e *Diva Rodrigues Vaz*, por toda confiança depositada em mim, apoio incondicional, conselhos e todo o amor que me transmitiram ao longo dessa vida.

Ao meu irmão *Fabiano Rodrigues Vaz* pela amizade, conversas, discussões e cuja convivência foi essencial nos momentos de dificuldade.

À minha namorada *Fabiana Fernandes Amorim*, pelo amor, pelo carinho, pela paciência e incentivo em todos os momentos.

Aos meus grandes amigos, *Domingos Prado*, *Gustavo Montenegro*, *Fernando Dias de Miranda*, *Marcos*, *João* cujas amizades sempre me deram força.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

UMA CONTRIBUIÇÃO PARA O GERENCIAMENTO DE METAS DE INDICADORES DE CONTINUIDADE

OTÁVIO RODRIGUES VAZ

Abril/2007

Orientador:	Prof. Jorge Coelho, D. Sc.
Área de Concentração:	Sistemas de Energia Elétrica
Palavras-Chave:	Avaliação de Confiabilidade, Sistemas de Distribuição e Metas de Indicadores de Continuidade
Número de Páginas:	140

O presente trabalho tem como objetivo utilizar metodologias consolidadas, de forma integrada, na área de confiabilidade em sistemas de distribuição de energia elétrica, visando contribuir para o gerenciamento e controle de metas de indicadores de continuidade, aplicado em um sistema real. Deste modo, emprega-se o método analítico de avaliação de confiabilidade preditiva em uma concessionária real, onde as características topológicas e operacionais da rede de distribuição e dos equipamentos, de 17 conjuntos de consumidores, são modeladas e simuladas, de acordo com as restrições do modelo e considerações realizadas, obtendo-se valores de indicadores de continuidade estimados. De posse da estimativa é possível determinar conjuntos que poderão violar as metas estabelecidas. São realizados estudos de priorização, comparando diferentes técnicas, para avaliar alimentadores e causas de interrupção, apresentando um conjunto de informações importantes e necessárias para a tomada de decisão, com relação à manutenção do sistema.

Abstract of dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

A CONTRIBUTION TO CONTINUITY INDICES GOALS MANAGEMENT OF POWER DISTRIBUTION SYSTEMS

OTÁVIO RODRIGUES VAZ

April/2007

Advisor:	Prof. Jorge Coelho, D. Sc.
Area of Concentration:	Power Systems
Keywords:	Reliability Evaluation, Power Distribution Systems, Continuity Indices Goals
Number of Pages:	140

Abstract:

The presented work has the objective of utilize consolidated methods, in an integrated way, in power distribution system reliability area, aiming contributes to the management and control of continuity indices goals, applied to a real system. Thus, analytical reliability evaluation is employed, where topological and operational characteristics of the system network and equipments, of 17 sets of consumers, are modeled and simulated, according with restrictions of the model and realized considerations, resulting in estimated continuity indices. Thereby, it's possible determine set of consumers which might exceed established goals. Priorization studies are realized, comparing different methodologies to avail feeders and interruptions causes, presenting important and required information to the making decision process, related to maintenance of the system.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	MOTIVAÇÃO.....	4
1.2	JUSTIFICATIVA	5
1.3	OBJETIVO	7
1.4	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	7
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	9
2.1	AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE	9
2.1.1	Método Analítico de Avaliação de Confiabilidade Preditiva em Sistemas de Distribuição	10
2.1.2	Algoritmos de Avaliação de Confiabilidade Preditiva	17
2.2	SISTEMAS <i>FUZZY</i>	21
2.2.1	Teoria de Conjuntos Fuzzy	22
2.2.2	Funções de Pertinência	24
2.2.3	Variáveis Linguísticas	25
2.2.4	Operadores de Intersecção, União e Complemento <i>Fuzzy</i>	27
2.2.5	Relações <i>Fuzzy</i> e Composições de Relações <i>Fuzzy</i>	29
2.2.6	Lógica <i>Fuzzy</i>	31
2.2.7	Sistema de Inferência Fuzzy	33
2.3	TOMADA DE DECISÕES.....	35
2.3.1	Priorização de Alimentadores para Manutenção Preventiva	36
2.3.2	Priorização das Causas de Interrupção	38
3	METODOLOGIA PARA O GERENCIAMENTO DE INDICADORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	46
3.1	DEFINIÇÃO DO SISTEMA	48
3.2	BASE DE DADOS.....	51
3.2.1	Dados de Equipamentos	51
3.2.2	Dados de Interrupção	52
3.3	CONSIDERAÇÕES E RESTRIÇÕES NA MODELAGEM DO SISTEMA PARA AVALIAÇÃO PREDITIVA	53
3.3.1	Dados de Equipamentos	54
3.3.2	Dados de Interrupção	55
3.3.3	Taxa de Falha	57
3.3.4	Tempos de Restabelecimento do Sistema.....	59
3.4	AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE PREDITIVA	60
3.4.1	Representação Topológica do Sistema	60
3.4.2	Modelagem dos Componentes	64
3.4.3	Matriz Lógico-Estrutural	64
3.5	ESTUDOS DE PRIORIZAÇÃO	68
3.5.1	Método ELETROBRÁS/CODI	69
3.5.2	Operador <i>Mínimo e Produto</i>	70
3.5.3	Teoria Grey.....	71
3.5.4	Sistema <i>Fuzzy</i>	73
3.5.5	RPN (Número de Priorização de Risco)	74
4	RESULTADOS	75
4.1	INDICADORES HISTÓRICOS	75
4.2	INDICADORES ESTIMADOS: DEC _{À PRIORI} E FEC _{À PRIORI}	77
4.2.1	Análise de Sensibilidade em Relação ao MTTT e MTTT	82
4.3	ESTUDO DE CASO – CONJUNTO FLORIANÓPOLIS: ANÁLISE DAS PRIORIZAÇÕES DE ALIMENTADORES E CAUSAS DE INTERRUPÇÃO.....	84
4.3.1	Análise Histórica	84
4.3.2	Priorização de Alimentadores.....	94
4.3.3	Priorização das Causas de Interrupção	102

5	CONCLUSÕES.....	107
5.1	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	109
APÊNDICES		
A.	FORMAÇÃO DA MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL.....	111
B.	SISTEMA <i>FUZZY</i>.....	115
C.	RPN.....	120
ANEXOS		
A.	CODIFICAÇÃO E CONCEITUAÇÃO DAS CAUSAS.....	122
A.1.	CAUSAS DE ORIGEM EXTERNA À DISTRIBUIÇÃO - GRUPO I	122
A.2.	CAUSAS DE INTERRUPÇÕES DE ORIGEM INTERNA À DISTRIBUIÇÃO – PROGRAMADA – GRUPO II	123
A.3.	CAUSAS ORIGEM INTERNA À DISTRIBUIÇÃO – ACIDENTAL – GRUPO III.....	124
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		133

Lista de Figuras

Figura 1 – Espaço de estado de um componente.....	11
Figura 2 – Ciclo de vida de um componente.....	12
Figura 3 – Representação de um sistema série de dois componentes.....	13
Figura 4 – Diferença entre os métodos.....	18
Figura 5 – Modelagem de um alimentador.....	18
Figura 6 – Matriz de classificação de blocos.....	19
Figura 7 – Funções de pertinência.....	25
Figura 8 – Variável linguística Taxa de Interesse.....	26
Figura 9 – <i>T-normas</i>	29
Figura 10 – <i>T-co-norma</i>	29
Figura 11 – Regra (implicação).....	31
Figura 12 – Operação de implicação.....	32
Figura 13 – Sistema <i>Fuzzy</i>	33
Figura 14 – Resultados dos métodos de <i>desfuzzificação</i>	34
Figura 15 - Diagrama do sistema de inferência <i>fuzzy</i>	35
Figura 16 – Escala do critério de detecção.....	42
Figura 17 – Fluxograma do modelo de confiabilidade.....	47
Figura 18 – Divisão geo-administrativa da concessionária.....	48
Figura 19 – Visualização espacial dos alimentadores por subestação.....	50
Figura 20 – Sistema de distribuição radial simplificado.....	61
Figura 21 – Grafo orientado do sistema de distribuição radial.....	62
Figura 22 – Sistema de priorização de alimentadores <i>Fuzzy</i>	73
Figura 23- Indicadores DEC dos conjuntos.....	75
Figura 24 – Indicadores FEC dos conjuntos.....	76
Figura 25 – Indicador $DEC_{\text{à priori}}$ para os diferentes períodos, valores ocorrido e meta para o ano de 2006.....	78
Figura 26 – Indicador $FEC_{\text{à priori}}$, ocorrido e meta para o ano de 2006.....	78
Figura 27 – Indicador DEC conjunto Florianópolis em função do MTTS.....	82
Figura 28 – Indicador DEC conjunto Florianópolis em função do MTTT.....	83
Figura 29 – Número de Interrupções (NI).....	85
Figura 30 – Número Total de Consumidores Atingidos (NTCA) mensal.....	85
Figura 31 – Potência Total Interrompida (PTI) mensal.....	86
Figura 32 – Tempo Total de Reparo (TTR) mensal.....	86
Figura 33 – Média de consumidores atingidos (MCA) mensal.....	87
Figura 34 – Potência Média Interrompida (PMI) mensal.....	88
Figura 35 – Tempo Médio de Reparo (TMR) mensal.....	89
Figura 36 - Indicador DEC.....	90
Figura 37 – Indicador DEC, escala reduzida.....	90
Figura 38 - Indicador FEC.....	91
Figura 39 – Resultado de priorização de alimentadores das metodologias.....	96
Figura 40 – Ordem de classificação de priorização dos alimentadores para as metodologias.....	97

Figura 41 – Resultados de priorização de alimentadores Grey com valores de zeta distintos.....	98
Figura 42 – Resultados de priorização dos alimentadores para os diferentes métodos de <i>defuzzificação</i> do sistema <i>fuzzy</i>	98
Figura 43 – Ordem de classificação de priorização dos alimentadores do sistema <i>fuzzy</i> para os diferentes métodos de <i>defuzzificação</i>	99
Figura 44 – Resultados de priorização dos alimentadores para os diferentes métodos de agregação do sistema <i>fuzzy</i>	100
Figura 45 – Ordem de classificação do sistema <i>fuzzy</i> para diferentes métodos de agregação.	100
Figura 46 – Resultados do sistema <i>fuzzy</i> para quantidade de regras e funções de pertinência distintas.	101
Figura 47 – Ordem de classificação do sistema <i>fuzzy</i> para quantidade de regras e funções de pertinência distintas.	102
Figura 48 – Priorização das causas do conjunto.	104
Figura 49 – Priorização das causas do alimentador 107/8.	106
Figura 50 – Sistema de distribuição radial simplificado.	111
Figura 51 – Sistema <i>fuzzy</i> em ambiente MatLab.	115
Figura 52 – Função de pertinência de entrada do tipo gaussiana.	116
Figura 53 – Função de pertinência de saída do tipo gaussiana.	116
Figura 54 – Regras ativadas e resultado da <i>defuzzificação</i>	117
Figura 55 – Superfície das regras para os critérios FEC e TMR.	118
Figura 56 – Superfície das regras para os critérios TMR e PINS.	118
Figura 57 – Superfície das regras para os critérios PINS e FEC.	119
Figura 58 – Escala do critério Log NI para o conjunto Florianópolis.	120
Figura 59 – Escalas do critério Log DEC para o conjunto Florianópolis.	120
Figura 60 – Escala do critério Log NI para as causas do alimentador 107/8.	121
Figura 61 – Escala para o critério Log DEC para as causas do alimentador 107/8.	121

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Principais <i>T-normas</i> e <i>T-co-normas</i> duais.	29
Tabela 2 – Critério de ocorrência.	39
Tabela 3 – Critério de severidade.	40
Tabela 4 – Critério de detecção.	41
Tabela 5 – Relação dos códigos dos 17 conjuntos da Regional Florianópolis.	49
Tabela 6 - Identificação das subestações da regional.	50
Tabela 7 – Quantidade de consumidores em diferentes bases de dados.	54
Tabela 8 – Diferença relativa dos indicadores DEC e FEC (ANEEL x SIMO).	56
Tabela 9 – Lista de conectividade.	62
Tabela 10 – Matriz Lógico-Estrutural de tempos de restabelecimento (MLE_T).	65
Tabela 11 – Matriz Lógico-Estrutural de taxa de falhas (MLE_{TF}).	66
Tabela 12 – Características dos sistemas <i>fuzzy</i>	74
Tabela 13 – $DEC_{\text{à priori}}$ para os diferentes períodos de apuração.	79
Tabela 14 – Erro relativo $DEC_{\text{à priori}}$ e $FEC_{\text{à priori}}$	80
Tabela 15 – Sensibilidade no indicador $DEC_{\text{à priori}}$ dos conjuntos.	83
Tabela 16 – Fator de sazonalidade dos parâmetros avaliados.	91
Tabela 17 – Correlação dos dados mensais das variáveis da série histórica do conjunto.	92
Tabela 18 – Correlação dos dados mensais da série histórica das variáveis do conjunto, retirado o dado relativo ao “Apagão”.	93
Tabela 19 – Correlação das médias móveis mensais das variáveis do conjunto.	93
Tabela 20 – Correlação da média móvel do mês de maio de 2006 para todos os alimentadores.	94
Tabela 21 – Coeficiente de correlação entre os critérios escolhidos e respectivos pesos.	95
Tabela 22 – Correlação das média móvel do mês de maio de 2006 das variáveis de todas as causas do conjunto.	103
Tabela 23 – Correlação da média móvel do mês de maio de 2006 das variáveis de todas as causas do alimentador 107/8.	105
Tabela 24 – Taxa de falha, tempo de reparo e número de consumidores dos componentes	111
Tabela 25 – Matriz lógico-estrutural de tempo de restabelecimento (T)	112
Tabela 26 – Matriz lógico-estrutural de taxa de falha (MLE_{TF}).	112
Tabela 27 – Matriz lógico-estrutural de indisponibilidade (MLE_U).	112
Tabela 27 – Taxa de falha, indisponibilidade e tempo médio de reparo equivalente série.	113
Tabela 28 – $DEC_{\text{à priori}}$, $FEC_{\text{à priori}}$ e $ENS_{\text{à priori}}$	114

Lista de Siglas

ASAI	Average Service Availability index;
BT	Baixa tensão;
CA	Criticality analysis
Ca(i)	Número total de unidades consumidoras atingidas na interrupção i;
CAIDI	Customer Average Interruption Durations Index;
Cc	Número total de unidades consumidoras do conjunto considerado, no final do período de apuração;
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina;
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora;
DEP	Duração equivalente de interrupção por potência instalada;
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora;
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora;
END	Energia não distribuída;
ENS	Energia não suprida;
f	Frequência;
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora;
FEP	Frequência equivalente de interrupção por potência instalada;
FIC	Frequência de interrupção individual por unidade consumidora;
FMEA	Failure modes and effects analysis;
FMECA	Failure modes, effects and criticality analysis;
FTA	Fault tree analysis;
i	Índices de eventos ocorridos no sistema;
LOM	Largest value of maximum;
MCA	Média de consumidores atingidos;
METAS	Sistema de gerenciamento de metas de indicadores de continuidade;
MOM	Mean value of maximum;
MTBF	Mean time between failures (tempo médio entre falhas);
MTTF	Mean time to failures (tempo médio para falhar);
MTTR	Mean time to repair (tempo médio para reparar);
MTTS	Mean time to switch (tempo médio para seccionar) ;
MTTT	Mean time to transference of load (tempo médio de transferência de carga);
NF	Número de falhas do componente em dado período;
NI	Número de interrupções;
Npc	Número total de pontos de carga do sistema avaliado
NR	Número de reparos do componente em um dado período;
NTC	Número total de consumidores.
NTCA	Número total de consumidores atingidos;
P ₀	Probabilidade do componente se encontrar no estado em operação

P_1	Probabilidade do componente se encontrar no estado for a de operação
pc	Ponto de carga
PINS	Potência instalada;
PMI	Potência média interrompida;
PRODIST	Procedimentos de distribuição de energia elétrica;
PTI	Potência total interrompida;
QC	Quantidade de consumidores;
RM	Relatório de manobra;
RPN	Risk prioritization number;
SAIDI	System Average Interruption Durations Index;
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index;
SOM	Smallest value of maximum;
$t(i)$	Duração de cada evento i ;
TD	Tempo de deslocamento;
TM	Tempo de mobilização;
TMR	Tempo médio de reparo;
TP	Tempo de preparação;
TR	Tempo de reparo;
TS	Tempo de serviço;
TTA	Tempo total de análise, em horas;
TTO	Tempo total em operação, em horas;
TTR	Tempo total em reparo, em horas;
Us	Indiponibilidade equivalente série;
λ	Taxa de falha;
μ	Taxa de reparo;

Capítulo 1

Introdução

A energia elétrica é um insumo básico e fundamental para o desenvolvimento das mais diversas atividades na sociedade moderna. O sistema de distribuição constitui uma das etapas fundamentais do sistema de energia elétrica e tem como função permitir aos consumidores finais o acesso à energia elétrica em condições adequadas de fornecimento.

Nos últimos anos, tem-se dado grande importância à avaliação da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Segundo Billinton e Jonnavithula (1996), o sistema de distribuição é o grande responsável, aproximadamente 80%, pela indisponibilidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

Brown (2002) justifica o alto valor da indisponibilidade devido à natureza radial do sistema, grande quantidade de componentes envolvidos, esparsidade dos dispositivos de proteção, manobras e a proximidade dos consumidores finais.

Do ponto de vista do consumidor, a noção de qualidade está diretamente associada à confiança e ao desempenho esperado que o serviço tenha a oferecer. Do ponto de vista da concessionária, dependendo da aplicação dada pelo consumidor à energia elétrica, deve-se apresentar o menor risco de falha possível devido ao custo envolvido referente ao não atendimento da qualidade exigida pelo cliente.

A qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de energia elétrica é avaliada em termos do desempenho do sistema. No Brasil, o desempenho dos sistemas de distribuição é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e mensurado por meio de indicadores definidos em legislação específica.

A resolução normativa ANEEL N° 024 (2000) e demais atualizações estabelecem as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras nos aspectos de duração e frequência.

São definidos os indicadores coletivos, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), e individuais, DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora), FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora), pelos quais os serviços deverão ser supervisionados, avaliados e controlados.

De acordo com os Procedimentos de Distribuição do Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), publicados pela ANEEL (2006) em versão preliminar, os indicadores de continuidade fornecem mecanismos para acompanhamento e controle de desempenho e subsídios para os planos de reforma, melhoramento e expansão da infra-estrutura das distribuidoras, além de oferecer aos consumidores parâmetros para a avaliação do serviço.

A resolução normativa ANEEL N° 120 (2004), estabelece as metas de continuidade para os indicadores DEC e FEC para os conjuntos de unidades consumidoras da área de concessão das Centrais Elétricas Santa Catarina (CELESC), de acordo com metodologia de análise comparativa de desempenho entre as concessionárias (análise de *cluster*), baseada nos valores anuais dos atributos físico-elétricos encaminhados à ANEEL.

De acordo com esta resolução, as metas representam um sinal de melhoria constante da continuidade do fornecimento às unidades consumidoras, representando um ganho tanto para o consumidor como para a concessionária que ao atender os requisitos mínimos de qualidade obterá um melhor desempenho operacional e melhor avaliação de seu cliente. Estas melhorias estão diretamente relacionadas aos estudos de confiabilidade, na manutenção e investimentos realizados no sistema de distribuição.

Assim, as concessionárias de energia elétrica têm interesse em controlar e gerenciar a qualidade de seus serviços para manter seus indicadores dentro dos valores estabelecidos, uma vez que o não cumprimento das metas, cada vez mais exigentes, implica em penalidades impostas às concessionárias, que podem chegar a 2% do valor do faturamento anual da concessionária. Além disso, as empresas recebem tarifas a partir de custos eficientes e investimentos prudentes.

A fim de atender os critérios estabelecidos na resolução ANEEL N° 024 (2000), a CELESC vem melhorando suas metodologias de avaliação e atuação no sistema. A empresa consolidou o Sistema de Manutenção e Operação (SIMO) com informações detalhadas do cadastro dos equipamentos, histórico das interrupções e manutenções realizadas, relatório dos valores de DEC e FEC mensais entre outras (Queiroz e Borba, 2001).

A partir de um projeto de pesquisa e desenvolvimento, em parceria com a CELESC foi possível tomar conhecimento da relevância do problema. Práticas realizadas nas concessionárias têm sido apresentadas em congressos importantes de distribuição (Ewald, 2006; Queiroz *et al.*, 2006).

O sistema implantado na CELESC, denominado METAS, apresenta as características descritas por Mazzola *et al.* (2006). Os processos de definição de metas mensais e controle dos indicadores dos conjuntos foram aperfeiçoados e automatizados. Realiza-se a busca automática dos dados no SIMO atualizando e reajustando as metas de acordo com os valores ocorridos e, assim, identificando os conjuntos com problemas de desempenho.

Para a estimação das metas mensais é realizada uma projeção de tendência linear, baseada nos valores mensais acumulados dos indicadores de uma série histórica de 4 anos, ponderados pela sazonalidade acumulada e pelo crescimento estimado do número de consumidores, de modo que os valores mensais acumulados venham a convergir para a meta anual estabelecida.

Desse modo, os valores mensais projetados dos indicadores refletem o comportamento histórico do sistema e estabelecem metas mensais a serem cumpridas pelos conjuntos a fim de cumprir a meta anual. O acompanhamento dos conjuntos é realizado comparando e atualizando os indicadores projetados com os ocorridos. Estabelecem-se níveis de qualidade para os conjuntos, baseados na relação dos valores ocorridos e projetados.

Os conjuntos que apresentarem valores ocorridos superiores aos valores projetados, para o mês em análise, são definidos como precários e aqueles que possuírem valores ocorridos acumulados superiores a meta anual são definidos como violados.

Os conjuntos precários ainda podem ser de precariedade alta ou precariedade baixa definidos pelo nível de precariedade em que se encontra o conjunto. O nível de precariedade representa a probabilidade de o conjunto violar a meta anual estabelecida. Desse modo, estabelecem-se os conjuntos prioritários na realização de ações para redução nos valores de DEC e FEC.

Ações que estão diretamente relacionadas à alocação de equipamentos de proteção e seccionamento, assim como, possibilidade de investimento em treinamento das equipes de manutenção ou de um maior dimensionamento das mesmas.

A administração do sistema CELESC de distribuição de energia elétrica é descentralizada. Possui uma administração central e diversas agências regionais, responsáveis pelo fornecimento de energia aos municípios, que a concessionária estabelece como os conjuntos de consumidores, correspondentes a área de atuação de cada agência.

De acordo com o gerente da Divisão de Operação da Distribuição (DVOD) ¹, na administração central, sua função é o controle da operação e a definição de procedimentos operacionais, cobrando os desempenhos, através de indicadores, das agências regionais. Em termos de indicadores de continuidade, a administração central estabelece metas mensais para os conjuntos, observando as metas impostas pelo agente regulador, que deverão ser atingidas pelas agências.

Cada agência regional possui sua maneira própria de trabalhar e é responsável pelas estatísticas operacionais, planejamento de curto prazo, estudos de proteção e projetos de construção. Aquelas que não estiverem atingindo as metas mensais definidas para seus conjuntos devem apresentar um Relatório Técnico de Confiabilidade (RTC), informando as causas, as justificativas, as ações que estão sendo tomadas e a expectativa de readequação às metas.

1.1 Motivação

Por parte das empresas, tem-se tentado atingir a chamada garantia de qualidade que está associada com o conjunto de ações planejadas e sistemáticas visando gerar no

¹ Entrevista em agosto de 2006.

cliente a confiança de que um determinado produto ou serviço poderá satisfazer suas exigências de qualidade (Helman e Andery, 1995).

A busca pela qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica tem levado a uma melhoria na gestão da rotina de trabalho. O gerenciamento dos indicadores de continuidade representa uma das tarefas fundamentais para a melhoria da qualidade do serviço.

Desse modo, se faz necessário o aprimoramento das metodologias utilizadas incorporando novos recursos e novas tecnologias, aumentando a competitividade da empresa, eficiência e segurança dos processos realizados e otimizando recursos necessários na solução dos problemas.

1.2 Justificativa

A gestão dos indicadores de continuidade envolve as atividades de operação e manutenção do sistema. Atualmente o gerente do DVOD da CELESC utiliza o sistema METAS, porém este sistema não permite gerenciar de maneira adequada os indicadores do sistema de distribuição, uma vez os indicadores DEC e FEC não são estimados baseados na topologia da rede existente e nos dados de interrupção do sistema, mas em dados históricos, podendo não representar a realidade. Assim, fica-se à espera dos valores ocorridos para a realização de medidas visando reduzir os valores dos indicadores.

É possível realizar um estudo da confiabilidade preditiva do sistema de distribuição, pois permite diagnosticar o sistema em estudo, baseado na topologia da rede existente e taxas de falhas dos equipamentos, apresentando valores estimados para os indicadores de continuidade.

As melhorias realizadas no sistema, na forma de alteração da topologia com inclusão de novos equipamentos de proteção na rede, refletem nos índices calculados e podem ser avaliados continuamente e automaticamente buscando-se os dados necessários na base de dados de equipamentos e interrupções à medida que são cadastrados.

Uma metodologia, baseada na matriz lógico-estrutural, tem sido utilizada para a avaliação da confiabilidade de redes de distribuição (Dias, 2002; Abaide, 2005). Esse

método tem se mostrado bastante eficiente e apresenta características que se enquadram no propósito deste estudo. Deste modo, é possível identificar e priorizar pontos no sistema que estejam degradados e que influenciam nos indicadores estudados.

Partindo da visão macro do conjunto, onde se vê a possibilidade de transgressão de metas, procura-se, então, detalhar e aprofundar o conhecimento sobre os problemas de um determinado conjunto, identificando, por meio de critérios de confiabilidade, os alimentadores e causas pertinentes.

A utilização de metodologias que possibilitem o gerenciamento dos riscos das causas de falhas no sistema de distribuição é de importância fundamental para a gestão dos indicadores de continuidade. O conhecimento das causas que levaram as interrupções a influenciar nos indicadores é de grande utilidade para solução dos problemas encontrados de modo a evitar a reincidência das mesmas.

Com uma melhor avaliação das causas de interrupção torna-se possível administrar adequadamente os recursos da empresa, tanto técnicos quanto materiais (Almeida *et al.*, 2004)

O controle da qualidade e desempenho do sistema pode ser aprimorado utilizado a técnica FMECA (*Failure Modes, Effects and Criticality Analysis*), avaliando os riscos das causas de interrupção do fornecimento de energia elétrica segundo critérios definidos nesta técnica.

Assim, é possível realizar a priorização de investimentos e otimizar os custos com manutenção de modo que os critérios de confiabilidade, desempenho e qualidade sejam atendidos (Usdod, 1980).

Deste modo, nesta dissertação será apresentada uma proposta de adaptação do método padrão ao sistema de distribuição de energia elétrica, haja vista restrições na base de dados da empresa. Dado que os indicadores de continuidade serão utilizados como um dos critérios para a metodologia FMECA, a utilização integrada das metodologias auxiliará no gerenciamento das metas estabelecidas.

Em sistemas de potência, os problemas são caracterizados por serem, geralmente, de larga escala, complexos, geograficamente dispersos e influenciados por eventos inesperados. Estes fatos geram uma grande quantidade de incertezas nas informações necessárias para a solução dos problemas. (Momoh *et al.*, 1995)

Nesse contexto, a Lógica *Fuzzy* têm sido utilizada como ferramenta para complementar as abordagens matemáticas existentes, nos mais diversos problemas em sistemas de potência (Bansal, 2003).

1.3 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo utilizar metodologias já consolidadas para a avaliação da confiabilidade histórica e preditiva de sistemas de distribuição de energia elétrica, realizando a estimação de indicadores de continuidade, identificação e priorização de alimentadores e causas de interrupção, baseado em dados reais disponíveis de uma concessionária de energia elétrica.

Dessa forma pretende-se contribuir para o gerenciamento dos indicadores de continuidade de energia elétrica atingindo os seguintes objetivos:

- Representação e modelagem do sistema de distribuição;
- Desenvolvimento computacional em ambiente MatLab do modelo;
- Validação da modelo;
- Avaliação de confiabilidade histórica;
- Avaliação de confiabilidade preditiva;
- Priorização de conjuntos, alimentadores e equipamentos para manutenção;
- Priorização das causas de interrupção dos alimentadores previamente selecionados.

1.4 Organização da Dissertação

Este trabalho está estruturado em 5 capítulos.

No capítulo 1 foi apresentado o âmbito social e regulatório que envolve a questão do gerenciamento dos indicadores de continuidade, motivações e justificativas para o trabalho proposto.

No capítulo 2 será apresentada uma revisão bibliográfica da metodologia analítica de avaliação de confiabilidade preditiva de sistemas de distribuição, os indicadores utilizados, teoria de sistemas *fuzzy*, métodos com abordagem multicritério

para a priorização de alimentadores para a manutenção e priorização das causas de interrupção, cujos assuntos servirão de base para o desenvolvimento do trabalho.

No capítulo 3 será apresentado o modelo com uma abordagem integrada utilizada na análise de confiabilidade, baseando-se nos dados disponíveis de um sistema real de uma empresa concessionária de energia elétrica, apresentando as considerações realizadas, as restrições do modelo e as dificuldades encontradas.

No capítulo 4 serão apresentados os resultados obtidos da avaliação do sistema, realizando um diagnóstico do sistema, de forma a apresentar os indicadores estimados dos conjuntos avaliados, os alimentadores e as causas que devem ser priorizadas segundo critérios definidos.

Por fim, no capítulo 5 serão apresentadas as conclusões e as propostas para futuros trabalhos sobre o tema relacionado.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Os temas abordados nesta dissertação se concentram em estudos de confiabilidade preditiva analítica e sistemas *fuzzy* para a priorização de alimentadores e priorização de causas de interrupção.

2.1 Avaliação de Confiabilidade

As metodologias para a avaliação de confiabilidade em sistemas de distribuição têm sido motivo de estudo e publicação de inúmeros artigos nos últimos anos (Allan *et al.*, 1988; Allan *et al.*, 1994; 1999; Billinton *et al.*, 2001).

A avaliação da confiabilidade pode ser realizada utilizando metodologia analítica ou por simulação. As técnicas desenvolvidas procuram representar e modelar o sistema, observando características dos equipamentos envolvidos, a topologia da rede, a operação do sistema, as restrições envolvidas nos estudos, o desempenho e eficiência computacional e a confiança nos resultados obtidos.

De acordo com Billinton e Peng (1995) há três tipo de parâmetros que são usados para descrever as características de um sistema. Os parâmetros topológicos identificam a localização dos componentes no sistema, os parâmetros de confiabilidade fornecem os dados de taxa de falha e tempo de reparo dos componentes e os parâmetros relacionados à modelagem operativa dos componentes de proteção e seccionamento que define o comportamento do sistema frente a interrupções.

Um processo sistemático e eficiente, para o uso da confiabilidade preditiva, consiste na formação do modelo de confiabilidade do sistema, na calibração do modelo com dados históricos e realização de análise das causas de interrupção, análise de sensibilidade e análise econômica (Brown *et al.*, 1999).

2.1.1 Método Analítico de Avaliação de Confiabilidade Preditiva em Sistemas de Distribuição

As técnicas analíticas representam o sistema por um modelo matemático e realizam o cálculo de índices utilizando um método direto de solução numérica. Em sistemas complexos, frequentemente se realizam considerações com o objetivo de simplificar a modelagem do problema, o que degrada o resultado da análise (Billinton e Allan, 1996).

O modelo matemático do sistema pode ser obtido a partir de técnicas de modelagem de redes e ou modelagem de Markov (Brown, 1996). A técnica de modelagem de redes consiste na representação da estrutura topológica da rede de acordo com o tipo de conexão existente entre os componentes.

Do ponto de vista de confiabilidade, equipamentos conectados em série necessitam que todos estejam operando para que o sistema funcione ou que apenas um falhe para que o sistema falhe. Equipamentos conectados em paralelo necessitam que apenas um esteja operando para que o sistema funcione e que todos falhem para o sistema falhar (Billinton e Allan, 1992).

O método de Markov pode ser aplicado para considerar o comportamento aleatório de sistemas que variam discretamente ou continuamente com relação ao tempo e espaço. No modelo de Markov, o espaço é usualmente representado por funções discretas que representam os estados identificáveis no qual o sistema pode se encontrar, enquanto o tempo pode ser tanto discreto como contínuo. O caso em que o tempo é discreto é conhecido como cadeia de Markov, o caso em que o tempo é contínuo é conhecido como processo de Markov.

Para a aplicação do método básico de Markov, algumas características devem ser atendidas. O comportamento do sistema deve ser caracterizado como *sem memória*, ou seja, os estados futuros do sistema são independentes de todos os estados passados, exceto por aquele imediatamente precedente. Além disso, o processo deve ser estacionário, ou seja, a probabilidade de transição entre estados é constante no tempo (Brown, 2002).

A partir desses dois aspectos, fica evidente que a técnica de Markov é aplicável em sistemas cujos comportamentos podem ser descritos por uma distribuição de

probabilidade caracterizada por uma taxa de falha constante, como por exemplo, a distribuição de Poisson e exponencial, uma vez que a probabilidade de transição de estados permanece constante no tempo.

No estudo de confiabilidade em sistemas de distribuição de energia elétrica, as técnicas de Markov e de frequência e duração representam uma modelagem precisa e segura do sistema. Porém, em sistemas grandes e complexos se torna atrativo o uso de técnicas alternativas, para se determinar um conjunto de equações aproximadas que possam ser usadas com técnicas de modelagem de rede, apresentando resultados confiáveis (Billinton e Allan, 1992).

Billinton e Allan (1992) apresentam estas técnicas de forma clara e sucinta. Desse modo, serão apresentados os principais conceitos destas técnicas que foram utilizadas nesta dissertação de mestrado.

Geralmente, o problema de confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica envolve a modelagem de equipamentos que estejam operando em seu estado normal e que possam vir a operar em um estado degradado ou mesmo vir a falhar. Neste caso, podem ser identificados espaços de estados discretos enquanto o ciclo de vida de um componente é representado por uma escala de tempo contínua.

A Figura 1 apresenta o diagrama de espaço de estados de um sistema composto de um único componente reparável, considerando que o componente possui apenas dois estados, em operação (estado 0) e fora de operação (estado 1), e que as taxas de transição entre os estados, representados pela taxa de falha (λ) e a taxa de reparo (μ), são constantes em qualquer instante de tempo.

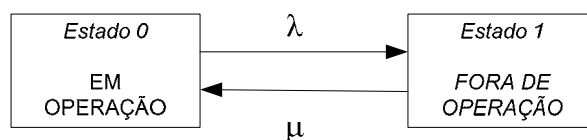


Figura 1 – Espaço de estado de um componente.

A taxa de transição entre estados é dada pela razão do número de vezes que ocorre a transição de um determinado estado para outro pelo tempo acumulado em cada estado. Assim, definem-se a taxa de falha e a taxa de reparo como sendo a taxa de transição entre estados, apresentadas nas equações (2.1) e (2.2), respectivamente.

$$\lambda = \frac{NF}{TTO} = \frac{NF}{TTA - TTR} \quad (2.1)$$

$$\mu = \frac{NR}{TTR} \quad (2.2)$$

Onde:

- NF*: número de falhas do componente em um dado período;
NR: número de reparos do componente em um dado período;
TTO: tempo total que o componente esteve em operação, em horas;
TTA: tempo total de análise, em horas;
TTR: tempo total que o componente esteve em reparo, em horas.

Para uma distribuição de probabilidade exponencial, define-se o tempo médio para falhar (MTTF), tempo médio para reparar (MTTR) e tempo médio entre falhas (MTBF), de acordo com as equações (2.3), (2.4) e (2.5), respectivamente. Onde f é a frequência de se encontrar um estado do sistema no período analisado.

$$MTTF = m = 1/\lambda \quad (2.3)$$

$$MTTR = r = 1/\mu \quad (2.4)$$

$$MTBF = T = m + r = 1/f \quad (2.5)$$

O ciclo de vida de um componente pode ser representado por seus valores médios de tempo em cada estado, conforme a Figura 2.

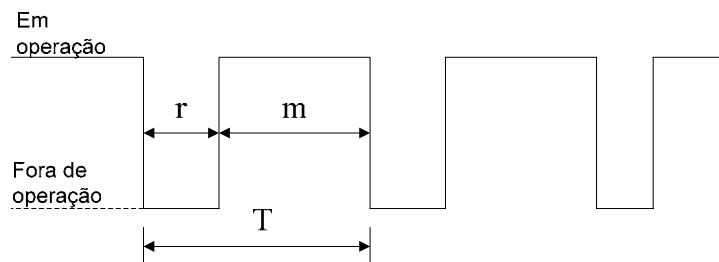


Figura 2 – Ciclo de vida de um componente.

Assim, a probabilidade do componente se encontrar em cada um dos estados, em operação (disponibilidade) e fora de operação (indisponibilidade) é dada pelas equações (2.6) e (2.7), respectivamente.

$$P_0 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r} = \frac{f}{\lambda} \quad (2.6)$$

$$P_1 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r} = \frac{f}{\mu} \quad (2.7)$$

Especificamente, para as chaves de distribuição normalmente fechadas (NF) e normalmente abertas (NA), pode-se atribuir o parâmetro relacionado ao tempo médio para realizar o seccionamento (MTTS) e o tempo médio para realizar a transferência de carga (MTTT).

Os equipamentos podem estar conectados em série, em paralelo ou uma mistura dos dois. Um sistema série consiste na conexão de 2 ou mais equipamentos, conforme mostrado na Figura 3.

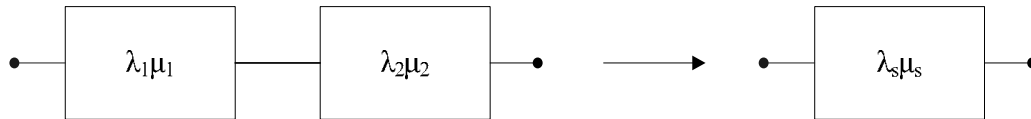


Figura 3 – Representação de um sistema série de dois componentes.

A taxa de falha, tempo médio de reparo e indisponibilidade equivalente do sistema série é dada pelas equações (2.8), (2.9) e (2.10), respectivamente.

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i \quad (2.8)$$

$$r_s = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\lambda_s} \quad (2.9)$$

$$U_s = f_s r_s \quad (2.10)$$

Em sistemas cujo tempo médio de reparo (r) é muito inferior ao tempo médio de operação (m), ou seja, MTBF é aproximadamente igual à MTTF, aproxima-se a indisponibilidade equivalente do sistema série dada pela equação (2.11).

$$U_s \approx \lambda_s r_s = \sum_i \lambda_i r_i \quad (2.11)$$

Essas equações (2.8)-(2.11) permitem avaliar o desempenho de cada ponto do sistema, considerando o conjunto de equipamentos associados em série, necessários ao

fornecimento de energia elétrica ao consumidor final. Embora os parâmetros dos equipamentos avaliados sejam exponencialmente distribuídos, essas equações representam valores médios associados a uma distribuição não exponencial. O conhecimento da distribuição pertinente a estas equações é possível através da simulação Monte Carlo (Billinton e Allan, 1992).

A fim de obter uma melhor representação do comportamento e resposta do sistema, definem-se índices que quantificam a confiabilidade do sistema em estudo. O desempenho global é avaliado em termos da severidade ou significância das interrupções no sistema e pode ser utilizado para análises de confiabilidade histórica e preditiva (Billinton e Allan, 1996).

A avaliação do desempenho histórico é de suma importância, pois possibilita conhecer o desempenho passado do sistema, identificando alimentadores e conjuntos que não atingiram as metas estabelecidas.

Os índices de continuidade considerados neste estudo estão relacionados às interrupções de longa duração, ou seja, toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a três minutos e definidos pelas equações (2.12) e (2.13), dadas em horas por consumidor e número de interrupções por consumidor, respectivamente (Aneel, 2000).

- Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i).t(i)}{Cc} \quad (2.12)$$

- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad (2.13)$$

Onde:

- $Ca(i)$: Número de unidades consumidoras atingidas na interrupção i ;
 Cc : Número total de unidades consumidoras do conjunto considerado, no final do período de apuração;
 $t(i)$: Duração de cada evento i ;
 i : Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções;

A avaliação preditiva permite estimar continuamente os parâmetros avaliados à medida que as falhas ocorram, contribuindo para identificação de pontos fracos e necessidades de reforços no sistema, além de possibilitar a comparação dos valores estimados com os ocorridos. Esses índices são baseados na taxa de falha, tempo de reparo e indisponibilidade dos pontos de carga.

Os índices internacionalmente conhecidos e mais utilizados em sistemas de distribuição são definidos pelas equações (2.14), (2.15), (2.16) e (2.17).

- Índice de Duração Média de Interrupção do Sistema (System Average Interruption Durations Index).

$$SAIDI = DEC_{\hat{a} priori} = \frac{\sum_{pc=1}^{N_{pc}} U_{s_{pc}} \cdot Nc_{pc}}{\sum_{pc=1}^{N_{pc}} Nc_{pc}} \quad (2.14)$$

- Índice de Frequência Média de Interrupção do Sistema (System Average Interruption Frequency Index).

$$SAIFI = FEC_{\hat{a} priori} = \frac{\sum_{pc=1}^{N_{pc}} \lambda_{s_{pc}} \cdot Nc_{pc}}{\sum_{pc=1}^{N_{pc}} Nc_{pc}} \quad (2.15)$$

- Energia Não Suprida (Energy Not Supplied).

$$ENS = \sum L_{p_{pc}} \cdot Fd_{pc} \cdot U_{s_{pc}} \quad (2.16)$$

- Índice de Disponibilidade Média do Sistema (Average Service Availability Index).

$$ASAI = \frac{\sum_{pc=1}^{N_{pc}} Nc_{pc} \cdot 8760 - \sum_{pc=1}^{N_{pc}} U_{s_{pc}} \cdot Nc_{pc}}{\sum_{pc=1}^{N_{pc}} Nc_{pc} \cdot 8760} \quad (2.17)$$

Onde:

$\lambda_{s_{pc}}$:	Taxa de falha equivalente série do ponto de carga;
$U_{s_{pc}}$:	Indisponibilidade equivalente série no ponto de carga;
Nc_{pc} :	Número de consumidores no ponto de carga;
N_{pc} :	Número de pontos de carga do sistema avaliado;
$L_{p_{pc}}$:	Potência instalada no ponto de carga;
f :	Fator de demanda.
pc :	Ponto de carga;

Para que os índices sejam calculados de forma adequada, de modo a representar satisfatoriamente o comportamento do sistema frente às interrupções, todos os dispositivos da rede devem ser modelados. A modelagem dos componentes é realizada por meio da associação dos parâmetros de confiabilidade, relacionados à função de cada tipo de componente (Brown *et al.*, 1999).

Os parâmetros de confiabilidade que definem a modelagem dos componentes que serão utilizados neste trabalho são (Brown, 2002; Ycddanapudi *et al.*, 2005):

- Taxa de Falha Permanente (λ_p): representa o número esperado de interrupções permanentes de um componente em um período de tempo fixo, necessitando a operação da proteção do sistema para eliminação da falta;
- Tempo Médio de Reparo (MTTR): representa o tempo esperado necessário para o reparo da falta permanente sobre determinado componente do sistema;
- Tempo Médio de Seccionamento (MTTS): representa o tempo esperado para o dispositivo realizar o seccionamento e isolar o defeito da rede;
- Confiabilidade Operacional (CO): representa a probabilidade do dispositivo de proteção e ou seccionamento atuar, quando requisitado, para a eliminação e isolamento da falta e transferência de carga;

Encontra-se na literatura diversos algoritmos utilizados para a avaliação de confiabilidade. Dentre eles, aqueles que contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho, os quais estão comentados a seguir.

2.1.2 Algoritmos de Avaliação de Confiabilidade Preditiva

De acordo com Billinton e Allan (1992), o método de conjunto de cortes mínimos consiste em um método robusto para a avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição, pois está diretamente relacionado aos modos de falha do sistema e, portanto, permite identificar os distintos modos nas quais determinados pontos do sistema pode falhar.

O conjunto de cortes mínimos define o conjunto de caminhos da entrada (suprimento) à saída (ponto em análise) do sistema. Dessa forma, em cada conjunto de corte é listado o conjunto de componentes que devem falhar para que o ponto do sistema analisado apresente a falha.

Assim, para cada ponto do sistema em análise pode-se ter diferentes equipamentos que representam o caminho mínimo da entrada à saída do sistema. Em um sistema radial, têm-se 1 equipamento representando cada conjunto, dado pela quantidade de equipamentos conectados em série, pois a falha de 1 único equipamento em um sistema série representa a falha do ponto em análise.

Kjolle *et al.* (1992) apresentaram um programa computacional denominado *RELRAD*, com o objetivo de reduzir o tempo computacional em relação ao método de cortes mínimos. O algoritmo se baseia nas contribuições das falhas de todos os componentes da rede de distribuição e suas consequências nos pontos de carga (consumidores).

A diferença básica entre o método de cortes mínimos e o *RELRAD* está apresentada na Figura 4, onde mostra que para cada ponto de carga analisado é necessário se determinar o conjunto de equipamentos que o conectam até o suprimento, ainda podendo haver outros caminhos para o suprimento. Por outro lado, para cada componente sob falta, o *RELRAD* avalia a condição de restabelecimento dos pontos de carga afetados, de acordo com a localização dos dispositivos de seccionamento e proteção.

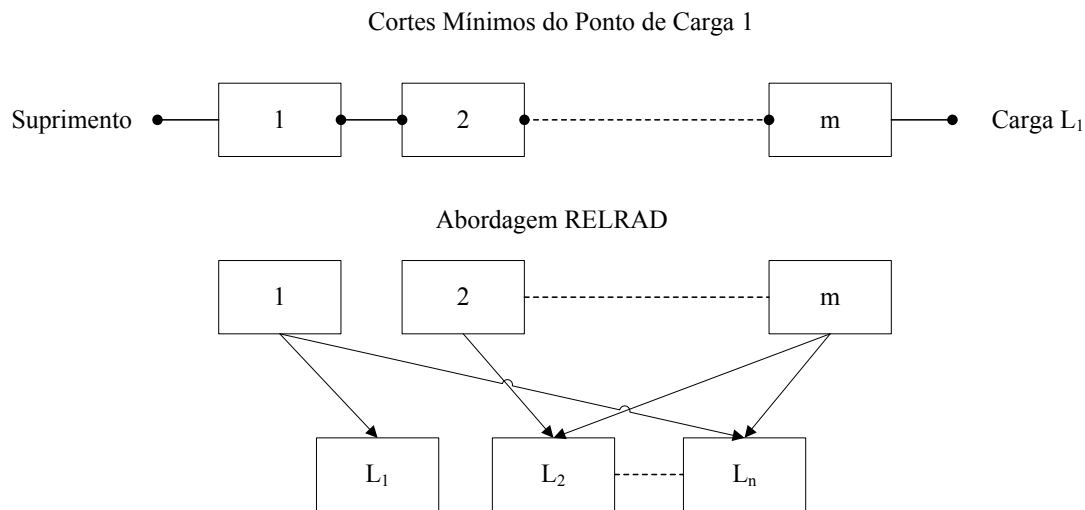


Figura 4 – Diferença entre os métodos.

Brown *et al.* (1996) utilizaram a modelagem de Markov decomposta em três níveis hierárquicos, de acordo com a topologia do sistema, características da proteção e condições de restabelecimento e os modos de falha dos dispositivos de proteção. A solução foi encontrada resolvendo o problema a partir do menor nível hierárquico. Desse modo, não foi realizada nenhuma consideração no sentido de limitar a modelagem do sistema. Assim, o modelo incluiu os efeitos de múltiplos modos de falha, isolamento da falha e restabelecimento de carga.

Dias (2002) utiliza uma modelagem que define um alimentador composto por blocos e que são delimitados por equipamentos de proteção e/ou seccionamento, conforme mostrado na Figura 5. Cada bloco é composto por trechos de redes primárias, com seus respectivos cabos, comprimentos e transformadores de distribuição. Desse modo, os blocos são utilizados para construir uma matriz de classificação de blocos de acordo com sua condição de restabelecimento.

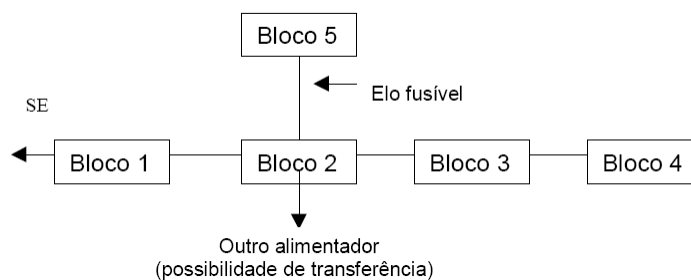


Figura 5 – Modelagem de um alimentador. Fonte: Dias (2002).

Dias (2002) define as condições de restabelecimento dos blocos em não atingível (N), restabelecível (R), transferível (T), irrestabelecível (I) e irrestabelecível com espera de transferência (IE).

Assim, tem-se uma matriz quadrada, dada pelo número de blocos da rede, onde as linhas representam os blocos com defeito e as colunas os blocos afetados. Considera-se o defeito permanente em cada bloco (linhas) do sistema e se avalia as condições de restabelecimentos de todos os blocos (colunas) com relação ao bloco com defeito, conforme apresentado na Figura 6.

		CLASSIFICAÇÃO DO BLOCO				
		1	2	3	4	5
BLOCO COM DEFEITO	1	IE	T	T	T	T
	2	R	I	I	I	I
	3	R	R	I	I	R
	4	R	R	R	I	R
	5	N	N	N	N	I

Figura 6 – Matriz de classificação de blocos. Fonte: Dias (2002).

A partir da matriz de classificação de blocos se forma a matriz de quantidade provável de falha e a matriz da ponderação do número de consumidores associado aos blocos afetados, que representa os efeitos da probabilidade de falha permanente de cada bloco em todos os blocos do sistema e a ponderação pelo número de consumidores de cada bloco, respectivamente. A partir da matriz de ponderação podem ser obtidos os indicadores FIC e FEC além da contribuição de cada bloco com defeito para o FEC encontrado.

Encontra-se a matriz da duração da indisponibilidade dos blocos por meio da associação dos tempos de restabelecimento, de acordo com a matriz de classificação dos blocos, na matriz de quantidade provável de falha. Ponderam-se os blocos com relação aos seus respectivos números de consumidores e obtém-se a matriz das ponderações dos consumidores à duração da indisponibilidade dos blocos, que é utilizada para o cálculo dos indicadores DIC e DEC e a contribuição de cada bloco com defeito para o DEC encontrado.

Ainda pode-se obter o indicador END (Energia Não Distribuída) e a contribuição de cada bloco para o END encontrado por meio da matriz de ponderação do consumo associado à duração de indisponibilidade dos blocos.

Dessa forma, foi relatado um diagnóstico do sistema avaliado, apresentando os valores esperados dos indicadores DEC, FEC, DIC, FIC e END, para cada uma das ações de planejamento consideradas, visando auxiliar na tomada de decisão por meio das comparações dos resultados obtidos. Estas ações referem-se aos estudos de alocação de dispositivos de proteção e seccionamento.

Abaide (2005) utiliza a modelagem do alimentador similar à utilizada por Dias (2002), porém definindo o alimentador por trechos, que corresponde as colunas da então denominada matriz lógico estrutural, enquanto cada linha corresponde um transformador do sistema de distribuição.

Foi suposto que as taxas de falha dependam somente da confiabilidade de toda a rede, sem considerar os componentes individualmente e que o tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia pode assumir dois valores: TM (Tempo de Mobilização), que é a soma do TP (Tempo de Preparação) e TD (Tempo de Deslocamento), e o TR (Tempo de Reparo), que é a soma do TM e do TS (Tempo de Serviço) necessário para o serviço de reparo do defeito.

Brown e Ochoa (1998) e Ross *et al.* (2001), apresentaram um método para validar a modelagem do sistema de distribuição, haja vista a indisponibilidade ou falta de representatividade dos dados em relação ao sistema em estudo. Por meio de uma avaliação de sensibilidade são identificados os parâmetros que devem ser ajustados, de modo a que os índices calculados estejam em conformidade com os valores históricos. Conhecendo-se o valor do índice inicial calculado, o valor histórico a ser alcançado e os parâmetros a serem modificados são obtidos com a solução de um sistema de equações, que pode ser linear ou não-linear, para se determinar o valor da variação do parâmetro escolhido.

2.2 Sistemas *Fuzzy*

Os conceitos da teoria de conjuntos *fuzzy* e lógica *fuzzy* foram introduzidos em 1965 por Zadeh e foram utilizados, inicialmente, em problemas de sistemas de potência em 1979 (Bansal, 2003). No Brasil, usualmente, o termo *fuzzy* é designado por difuso ou nebuloso.

Na literatura, encontram-se estudos em diversas áreas de sistemas de potência, utilizando uma abordagem baseada na teoria de conjuntos *fuzzy* e lógica *fuzzy* como ferramenta complementar à abordagem matemática pertinente à solução dos problemas (Momoh *et al.*, 1995; Bansal, 2003).

Zadeh (1988) explica que a lógica *fuzzy* aborda os princípios formais do raciocínio aproximado, sendo o raciocínio preciso o caso limite. O propósito é a modelagem de modos imprecisos de raciocínio, que realizam um papel essencial na habilidade humana de tomar decisões racionais em um ambiente incerto e impreciso.

Habilidade que depende de inferir uma resposta aproximada às questões baseadas no conhecimento adquirido que, geralmente, é inexato, incompleto ou não totalmente confiável. Desse modo, a lógica *fuzzy* pode ser vista como uma extensão da lógica multi-valor.

Em um amplo sentido, a lógica *fuzzy* é baseada na teoria de conjuntos *fuzzy*, utilizando conceitos, princípios e métodos desenvolvidos para criar diversas maneiras de expressar o raciocínio aproximado (Klir, 1995).

Na literatura existem inúmeros trabalhos relacionados à teoria de conjuntos e lógica *fuzzy*. Entretanto, os mais utilizados nessa dissertação foram àqueles apresentados por Mamdani (1977), Kandel e Byatt (1978), Kandel (1986), Klir (1995a), Klir (1995b), Zadeh (1988), Zadeh (1996), Mendel e Mouzouris (1997), Mendel (1995), Sandri (1999), Tomsovic e Chow (2000), Rezende (2003), Tanscheit (2003) e Mathworks (2006).

Assim, a conceituação da teoria de conjuntos e lógica *fuzzy*, que está apresentada a seguir, consiste em uma coletânea e filtro das informações contidas nessas referências, visando facilitar o entendimento da teoria na aplicação da metodologia.

2.2.1 Teoria de Conjuntos Fuzzy

Um conjunto consiste de uma coleção de objetos ou elementos de um universo X de discurso definido. Este universo de discurso pode ser discreto ou contínuo, dependendo da natureza dos objetos que o compõe.

Então, um determinado conjunto pode ser definido pela enumeração de todos os seus elementos ou por um predicado da lógica clássica que caracteriza os elementos que pertencem ao conjunto, por meio de uma condição de relação. Desse modo, um dado conjunto A pode ser expresso por uma equação genérica expressa em (2.18).

$$A = \{x \in X \mid x \text{ satisfaça alguma condição}\} \quad (2.18)$$

Outra maneira de representar um dado conjunto A na teoria clássica é por meio da expressão de sua função característica $f_A(x): X \rightarrow \{0,1\}$, que mapeia os elementos $x \in X$, em valores 1 ou 0, designando se o elemento pertence ou não pertence ao conjunto A . Assim, a teoria clássica de conjuntos permite o tratamento de classes de objetos e suas relações.

A função característica que associa cada elemento x , do universo X de discurso, a um valor binário, pode ser expressa pela equação (2.19).

$$f_A(x) = \begin{cases} 0, & \text{se } x \in A \\ 1, & \text{se } x \notin A \end{cases} \quad (2.19)$$

A teoria de conjuntos *fuzzy* pode ser considerada uma generalização da teoria de conjuntos clássica. Os limites nos conjuntos *fuzzy* não necessitam ser bem definidos. A pertinência a um conjunto não significa mais uma questão de afirmação ou negação, mas uma questão de grau ou proporção que um elemento pertence a um determinado conjunto. Assim, um determinado elemento x pode pertencer a mais de um conjunto *fuzzy* de acordo com um determinado grau de pertinência para cada conjunto.

De maneira similar à teoria clássica de conjuntos, os conjuntos *fuzzy* são mapeados por uma função característica $\mu_A(x): X \rightarrow [0,1]$, denominada função de pertinência. Assim, a função de pertinência associa a cada elemento $x \in X$ um número

real $\mu_A(x)$, no intervalo real fechado $[0,1]$, representando o grau de pertinência de x ao conjunto A .

Um conjunto *fuzzy* A pode ser representado por um conjunto de pares ordenados como mostrado em (2.20).

$$A = \{(x, \mu_A(x)), x \in X\} \quad (2.20)$$

O *conjunto suporte* de um conjunto *fuzzy* A é o conjunto dos elementos de U para os quais sua função de pertinência é maior que zero, conforme apresentado em (2.21).

$$Su_A = \{x \in X \mid \mu(x) > 0\} \quad (2.21)$$

Outro conceito relacionado ao conceito de conjunto suporte é o de *conjunto de cortes de nível* ou *cortes- α* . Um nível α é uma restrição limitante no domínio do conjunto *fuzzy* baseado no valor do grau de pertinência. Assim um conjunto *fuzzy* A de *corte- α* é dado por (2.22).

$$A_\alpha = \{x \in X \mid \mu_A(x) \geq \alpha\} \quad (2.22)$$

Para um universo U contínuo, o conjunto *fuzzy* A é usualmente escrito na forma de um vetor dado por (2.23).

$$\int_U \mu_A(x)/x \quad (2.23)$$

Para um universo U discreto, o conjunto *fuzzy* A é usualmente escrito na forma de um vetor dado por (2.24).

$$\sum_U \mu_A(x)/x \quad (2.24)$$

Os sinais de integração e somatório das equações (2.23) e (2.24) não significam a soma aritmética, mas a coleção de todos os pontos de $x \in X$ com sua função de pertinência $\mu_A(x)$ associada.

A seguir serão apresentadas algumas definições que são relevantes na abordagem do assunto. Um conjunto fuzzy A , em X , é vazio se e somente se sua função de pertinência é igual a zero sobre todo o X . Dois conjuntos fuzzy A e B são iguais se suas funções de pertinência forem iguais sobre todo o X . Um conjunto fuzzy A é um subconjunto de B se sua função de pertinência for menor ou igual à de B sobre todo o X .

2.2.2 Funções de Pertinência

Outra maneira de representar um conjunto fuzzy é por meio do gráfico da sua função de pertinência. Por sua vez, os gráficos das funções de pertinência podem ser obtidos a partir de suas expressões analíticas.

Por exemplo, a função de pertinência de forma triangular é função de um vetor x e três parâmetros escalares a , b e c . Sua expressão analítica é dada por (2.25), onde os parâmetros a e c localizam a base do triângulo enquanto o parâmetro b localiza o pico.

$$\mu_T(x; a, b, c) = \begin{cases} 0, & \text{se } x \leq a \\ \frac{x-a}{b-a}, & \text{se } a \leq x \leq b \\ \frac{c-x}{c-b}, & \text{se } b \leq x \leq c \\ 0, & \text{se } c \leq x \end{cases} \quad (2.25)$$

A função de pertinência de forma gaussiana simétrica é função de um vetor x e de dois parâmetros, σ e c . Sua expressão analítica é dada por (2.26), onde seus parâmetros representam o desvio padrão e o centro da curva gaussiana, respectivamente.

$$\mu_G(x; \sigma, c) = e^{\frac{-(x-c)^2}{2\sigma^2}} \quad (2.26)$$

A utilização da ferramenta de lógica fuzzy do programa computacional MATLAB permite facilmente a construção de onze funções de pertinência. Algumas das funções pertinência mais utilizadas estão apresentadas na Figura 7.

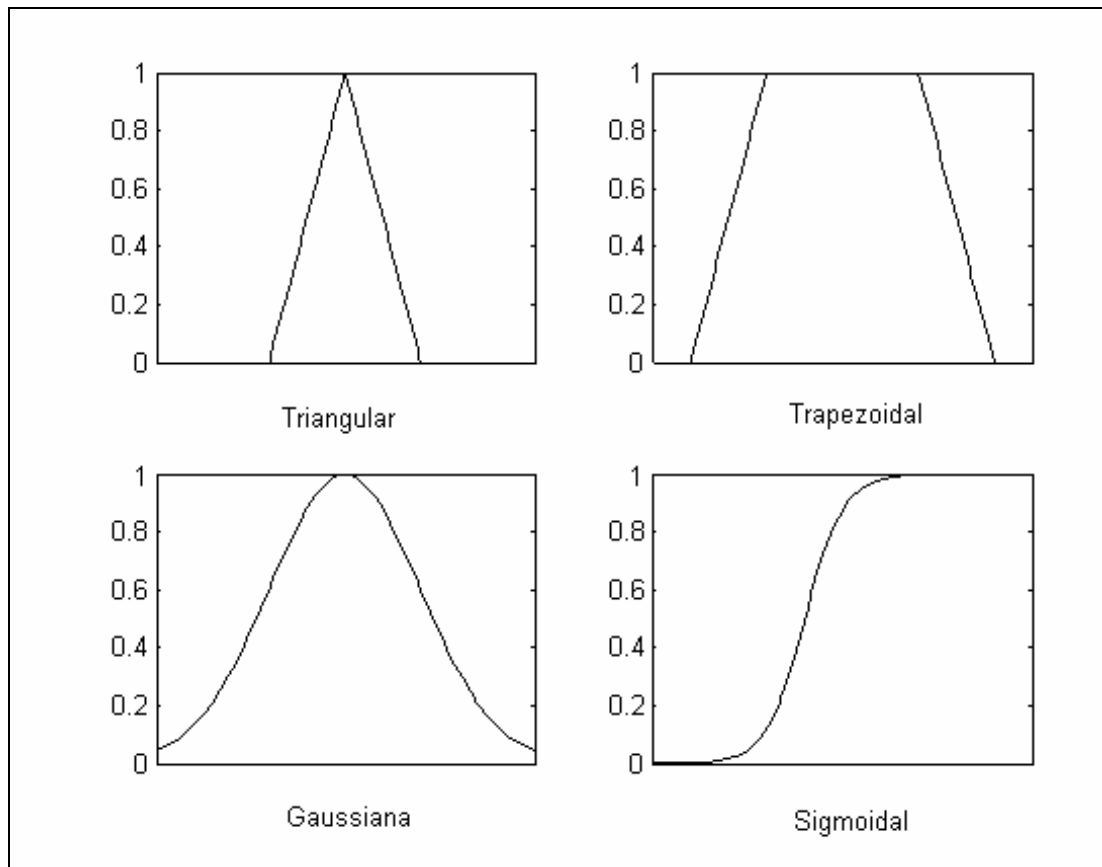


Figura 7 – Funções de pertinência.

2.2.3 Variáveis Lingüísticas

Variáveis lingüísticas são variáveis cujos valores são palavras, expressões ou sentenças expressas na linguagem natural e que podem ser construídos a partir de termos primários (*alto, jovem, doente, cansado, longe*, por exemplo), de conectivos lógicos (negação *não*, e e *ou*) e de modificadores (*muito, pouco, vários, levemente, extremamente*).

A definição de um conjunto *fuzzy* depende do significado lingüístico definido para este conjunto e de sua interpretação no contexto do universo de discurso utilizado. Cada variável lingüística é definida em termos de uma variável base, na qual seus valores são números reais em um limite específico.

Uma variável base é uma variável que pode representar uma variável física (*temperatura, pressão, corrente elétrica, fluxo magnético, etc.*), tanto quanto qualquer

outra variável numérica (*taxa de interesse, idade, desempenho, etc.*). Desse modo, cada variável lingüística consiste dos seguintes parâmetros:

- *Nome*, na qual deve compreender o significado da variável base envolvida;
- *Universo de Discurso*, na qual deve possuir seus limites bem definidos em um intervalo fechado;
- *Conjunto de Termos Lingüísticos*, nas quais se referem aos valores *fuzzy* da variável base;
- *Regras Semânticas*, na qual designa uma função de pertinência a cada termo lingüístico, representando um número fuzzy apropriado dentro dos limites do universo de discurso.

Por exemplo, a variável lingüística *Taxa de Interesse*, com os conjuntos *fuzzy* definidos por termos lingüísticos, que exprimem uma característica do conjunto com relação ao valor associado, em um universo de discurso definido em um intervalo fechado [0 20], está apresentada na **Figura 8**.

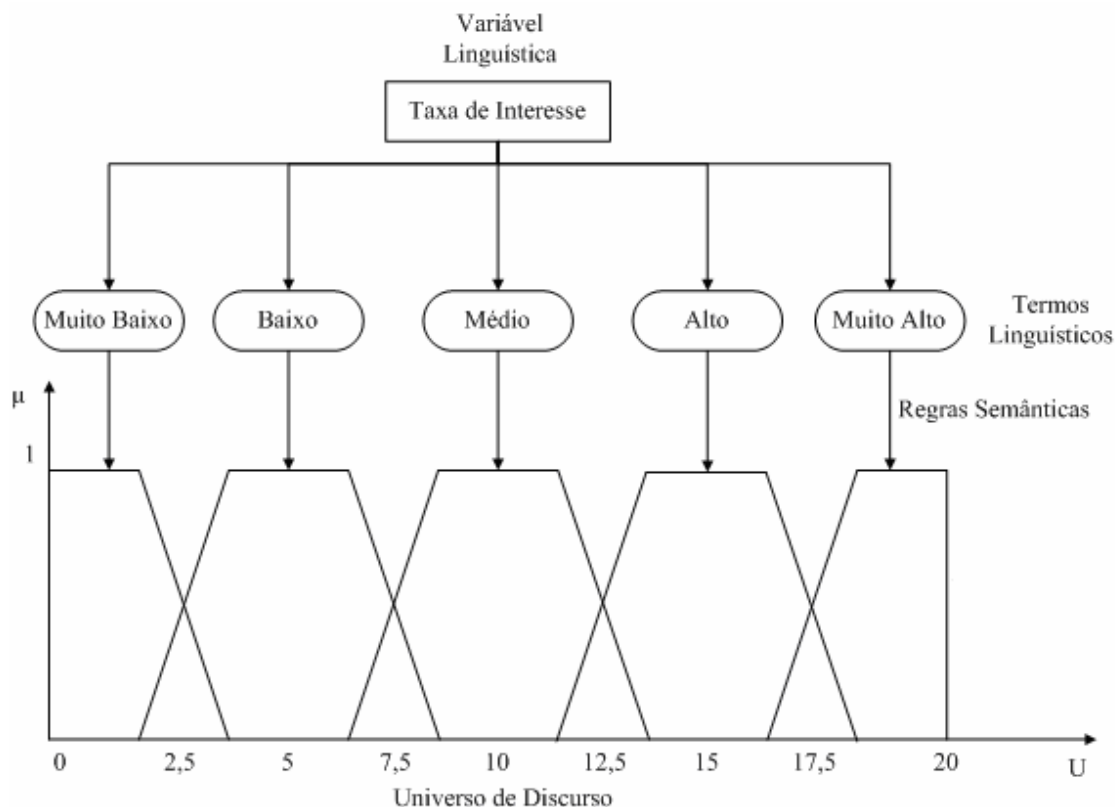


Figura 8 – Variável lingüística Taxa de Interesse. Fonte: (Klir, 1995), adaptado.

2.2.4 Operadores de Intersecção, União e Complemento *Fuzzy*

Na teoria clássica de conjuntos, as operações fundamentais são intersecção (\cap), união (\cup) e complemento ($\bar{}$). Sejam dois conjuntos A e B , em um universo X . A operação de intersecção de dois conjuntos, denotada por $A \cap B$, contém todos os elementos pertencentes a A e a B , de modo que a função característica que representa essa operação é dada em (2.27).

$$f_{A \cap B}(x) = \begin{cases} 1, & \text{se } x \in A \text{ e } x \in B \\ 0, & \text{se } x \notin A \text{ ou } x \notin B \end{cases} \quad (2.27)$$

A união dos mesmos conjuntos, denotada por $A \cup B$, contém todos os elementos que pertence (2.28).

$$f_{A \cup B}(x) = \begin{cases} 1, & \text{se } x \in A \text{ ou } x \in B \\ 0, & \text{se } x \notin A \text{ e } x \notin B \end{cases} \quad (2.28)$$

O complemento do conjunto A , denotado por \bar{A} , contém todos os elementos que não estão em A , sendo a função característica que representa essa operação dada por (2.29).

$$f_{\bar{A}}(x) = \begin{cases} 1, & \text{se } x \notin A \\ 0, & \text{se } x \in A \end{cases} \quad (2.29)$$

Enquanto as operações de intersecção, união e complemento são únicas na teoria clássica de conjuntos, na teoria de conjuntos *fuzzy* existem muitas classes de funções que representam uma generalização de cada uma das operações clássicas.

Na teoria de conjuntos *fuzzy* a intersecção é implementada baseada em uma família de operadores denominados de *normas-T* (norma triangular) e a união é implementada baseada em uma família de operadores denominados de *co-normas-T* (co-norma triangular) ou *S-norma*.

Uma *norma-T* é uma operação binária $*$: $[0,1] \times [0,1] \rightarrow [0,1]$ tal que, $\forall x, y, z, w \in [0,1]$, as seguintes propriedades são satisfeitas:

- Comutatividade: $x * y = y * x$
- Associatividade: $(x * y) * z = x * (y * z)$
- Monotonicidade: se $x \leq y$, $w \leq z$, então $x * w \leq y * z$
- Condições de contorno: $x * 0 = 0$ e $x * 1 = x$

Uma *co-norma-T* ou *norma-S*, é uma operação binária $\oplus : [0,1] \times [0,1] \rightarrow [0,1]$

tal que, $\forall x, y, z, w \in [0,1]$, as seguintes propriedades são satisfeitas:

- Comutatividade: $x \oplus y = y \oplus x$
- Associatividade: $(x \oplus y) \oplus z = x \oplus (y \oplus z)$
- Monotonicidade: se $x \leq y$, $w \leq z$, então $x \oplus w \leq y \oplus z$
- Condições de contorno: $x \oplus 0 = x$ e $x \oplus 1 = 1$

Uma *T-norma* e *T-co-norma* são duais em relação a uma operação de complemento se elas satisfazem a lei de Morgan (Sandri, 1999):

- Lei de Morgan:
$$\begin{cases} \overline{A \cap B} = \overline{A} \cup \overline{B} \\ \overline{A \cup B} = \overline{A} \cap \overline{B} \end{cases}$$

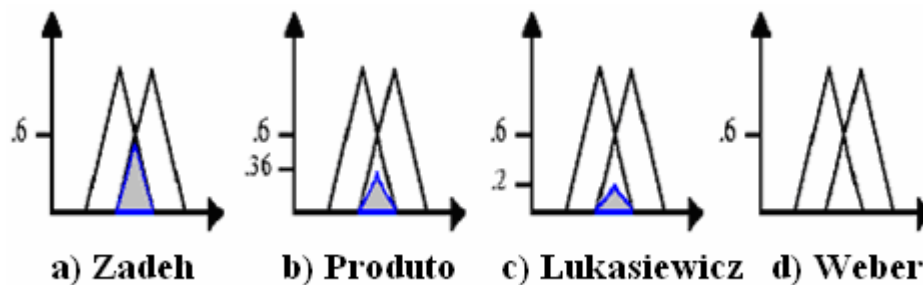
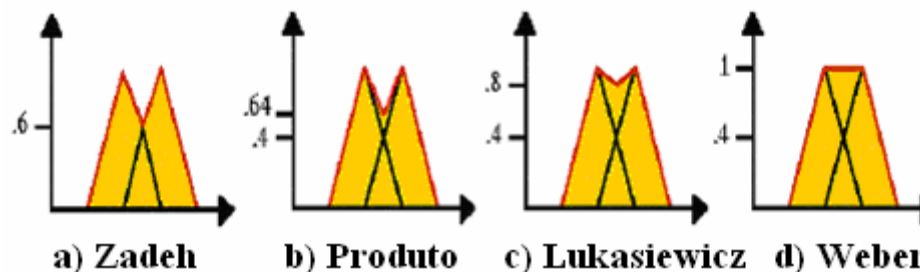
Pioneiramente, Zadeh definiu dois operadores para cada operação. Para a operação de intersecção foi proposta a utilização dos operadores de *mínimo* e *produto algébrico*. Para a operação de união foi proposta a utilização dos operadores de *máximo* e *soma algébrica*. O principal operador de complemento é aquele dado por (2.30).

$$\mu_A(x) = 1 - \mu_A(x), \forall x \in X \quad (2.30)$$

As principais *T-normas* e *T-co-normas* duais, que satisfazem a lei de Morgan, estão apresentadas na Tabela 1 e ilustradas na Figura 9 e Figura 10, respectivamente.

Tabela 1 – Principais *T-normas* e *T-co-normas* duais.

Nome	<i>T-norma</i>	<i>T-co-norma</i>
Zadeh	$\min(\mu_A(x), \mu_B(x))$	$\max(\mu_A(x), \mu_B(x))$
Produto	$\mu_A(x) \cdot \mu_B(x)$	$\mu_A(x) + \mu_B(x) - \mu_A(x) \cdot \mu_B(x)$
Lukasiewicz	$\max(\mu_A(x) + \mu_B(x) - 1, 0)$	$\min(\mu_A(x) + \mu_B(x), 1)$
Weber	$\begin{cases} \mu_A(x), & \text{se } \mu_B(x) = 1 \\ \mu_B(x), & \text{se } \mu_A(x) = 1 \\ 0, & \text{senão} \end{cases}$	$\begin{cases} \mu_A(x), & \text{se } \mu_B(x) = 0 \\ \mu_B(x), & \text{se } \mu_A(x) = 0 \\ 1, & \text{senão} \end{cases}$

**Figura 9 – *T-normas*. Fonte: (Sandri, 1999).****Figura 10 – *T-co-norma*. Fonte: (Sandri, 1999).**

Funções distintas em cada uma dessas classes refletem em significados distintos dos termos lingüísticos *e*, *ou* e *não*, quando utilizados em sentenças. A determinação da função correta que captura adequadamente o significado lingüístico empregado em uma aplicação particular é um problema de aquisição de conhecimento.

2.2.5 Relações Fuzzy e Composições de Relações Fuzzy

Na teoria clássica de conjuntos, uma *relação* representa a presença ou ausência de uma associação, interação ou interconexão entre os elementos de dois ou mais

conjuntos. Sejam X e Y dois universos de discursos. Uma relação, denotada por $R(X, Y)$, é um subconjunto do produto cartesiano $X \times Y$ e pode ser definida pela função característica (2.31)

$$f_R(x, y) = \begin{cases} 1, & \text{se e somente se } (x, y) \in R(X, Y) \\ 0, & \text{senão} \end{cases} \quad (2.31)$$

Analogamente à teoria clássica de conjuntos, uma *relação fuzzy* representa o grau de presença ou ausência de uma associação, interação ou interconexão entre os elementos de dois ou mais conjuntos *fuzzy*. Uma *relação fuzzy* $R(X, Y)$ é um subconjunto do produto cartesiano $X \times Y$ e pode ser definida por sua função de pertinência $\mu_R(x, y) \in [0, 1]$, onde $x \in X$ e $y \in Y$.

Para as relações definidas sobre o produto cartesiano, nas quais os elementos originam de um universo de discurso finito e discreto, utiliza-se uma forma tabular de representação dos valores das funções de pertinência dos elementos, denominada de *matriz relacional*.

Composições de relações fuzzy são definidas de forma similar às operações com conjuntos *fuzzy*, desde que estas relações estejam definidas em um mesmo espaço vetorial. Sejam duas relações *fuzzy*, $R(X, Y)$ e $S(X, Y)$. As funções de pertinência, nas quais são composições das duas relações, são dadas por (2.32) e (2.33), respectivamente.

$$\mu_{R \cap S} = \mu_R(x, y) * \mu_S(x, y) \quad (2.32)$$

$$\mu_{R \cup S} = \mu_R(x, y) \oplus \mu_S(x, y) \quad (2.33)$$

A composição de relações *fuzzy* de diferentes espaços vetoriais, $P(X, Y)$ e $Q(Y, Z)$ por exemplo, que compartilham um conjunto *fuzzy* comum (Y), é definida como um subconjunto $R(X, Z)$ de $X \times Z$, tal que $(x, z) \in R$, se e somente se existe pelo menos um $y \in Y$, tal que $(x, y) \in P$ e $(y, z) \in Q$, e é denotada por (2.34).

$$R(X, Z) = P(X, Y) \circ Q(Y, Z) \quad (2.34)$$

A função de pertinência que caracteriza essa composição dessas duas relações é dada por (2.35).

$$\mu_{R \circ S} = \sup_y [\mu_P(x, y) * \mu_Q(y, z)] \quad (2.35)$$

O operador *sup* é o *supremo* ou também chamado de *menor limite superior*, ou seja, dado um subconjunto S de um conjunto ordenado T , o supremo de S é o menor elemento de T que é maior ou igual a cada elemento de S , e que pode ou não pertencer ao subconjunto S . No caso de universos finitos o *supremo* é o *máximo* de S .

Os operadores mais utilizados para a composição de relações *fuzzy* apresentados na equação (2.35) são os operadores *máximo-mínimo* e *máximo-produto*. Assim, para o cálculo da função de pertinência da relação basta realizar a multiplicação das matrizes relacionais, levando em consideração que o operador de multiplicação é substituído pelo operador *mínimo* ou *produto* e o operador de soma é substituído pelo operador de *máximo*.

2.2.6 Lógica Fuzzy

As proposições são o principal mecanismo em um modelo que utiliza lógica *fuzzy*. Uma proposição ou declaração *fuzzy* condicional é da forma *Se... Então...*, onde a proposição seguida do termo *Se* é o antecedente e a proposição seguida do termo *Então* é o conseqüente.

As regras *fuzzy* são formas de proposição e consistem em coleções de expressões do tipo: *Se x é A , Então y é B* , onde x e y são variáveis lingüísticas de entrada e saída, respectivamente e A e B são conjuntos *fuzzy*, que podem ser representados por funções de pertinência triangulares, por exemplo, conforme mostrado na Figura 11.

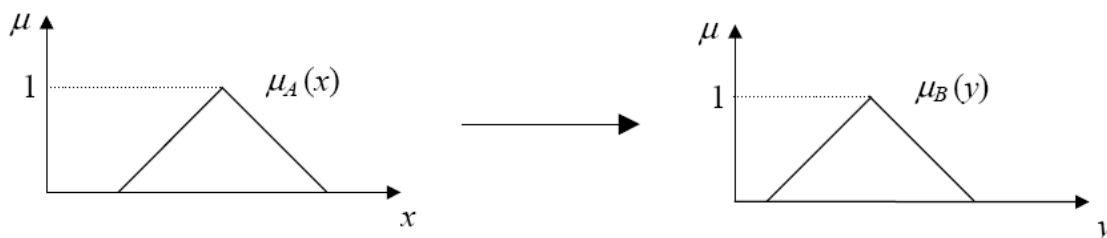


Figura 11 – Regra (implicação). Fonte: (Tanscheit, 2003).

Regras *fuzzy* possuem funções de pertinência, que medem o grau de verdade de implicação entre as variáveis x e y . Assim, o operador de implicação f_{\rightarrow} é utilizado para representar a relação desses dois conjuntos, de acordo com (2.36).

$$\mu_{A \rightarrow B}(x, y) = f_{\rightarrow}(\mu_A(x), \mu_B(y)) \quad (2.36)$$

Na lógica *fuzzy* uma regra será ativada se houver um grau de similaridade diferente de zero da variável lingüística de entrada com relação à proposição condicional do antecedente, resultando em um grau de ativação de uma determinada regra.

Quanto maior o grau de ativação da variável lingüística de entrada com o antecedente da regra, maior será o peso de seu conseqüente. A operação de implicação resulta na função de pertinência do conseqüente da regra *fuzzy*. Os operadores de implicação mais utilizados são o de Mamdani (*mínimo*) e Larsen (*produto*) (Tanscheit, 2003).

O uso dos respectivos operadores de implicação está apresentado na Figura 12, onde um determinado valor de entrada x' é mapeado no conjunto *fuzzy* A , resultando nas formas das funções de pertinência do conseqüente.

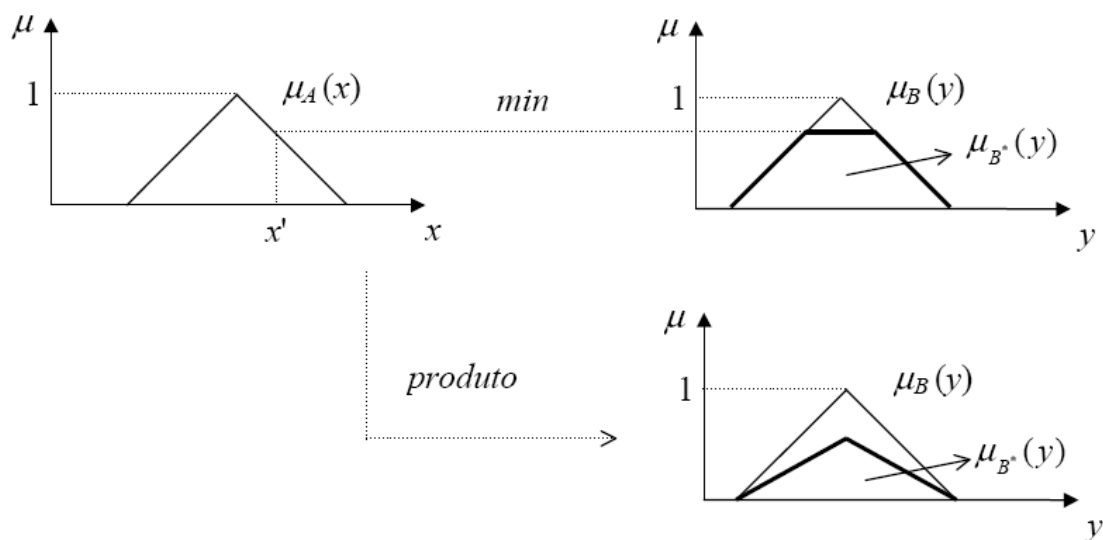


Figura 12 – Operação de implicação. Fonte: (Tanscheit, 2003).

Quando o antecedente de uma regra *fuzzy* conter diversas variáveis de entrada, estas podem ser relacionadas pelos conectivos lógicos, dados pelo *operador de*

conjunção (e ou \wedge) e o operador de disjunção (ou ou \vee). Dessa forma, uma regra R pode ser da forma: Se x_1 é A_1 e x_2 é A_2 e... Então y é B . A função de pertinência desta regra pode ser dada por (2.37), onde os operadores de conjunção são dados pelos operadores da t -norma.

$$\mu_R(x_1, x_2, \dots, x_n, y) = f_{\rightarrow}((\mu_{A_1}(x_1) \wedge \mu_{A_2}(x_2) \wedge \dots \wedge \mu_{A_n}(x_n)), \mu_B(y)) \quad (2.37)$$

2.2.7 Sistema de Inferência Fuzzy

Sistemas *fuzzy* são sistemas não-lineares capazes de inferir relações não-lineares complexas entre variáveis de entrada e saída. Um sistema *fuzzy* é composto por quatro componentes: a base de regras, a *fuzzificação*, o mecanismo ou máquina de inferência e a *desfuzzificação*, conforme mostrado na Figura 13 (Mendel e Mouzouris, 1997).

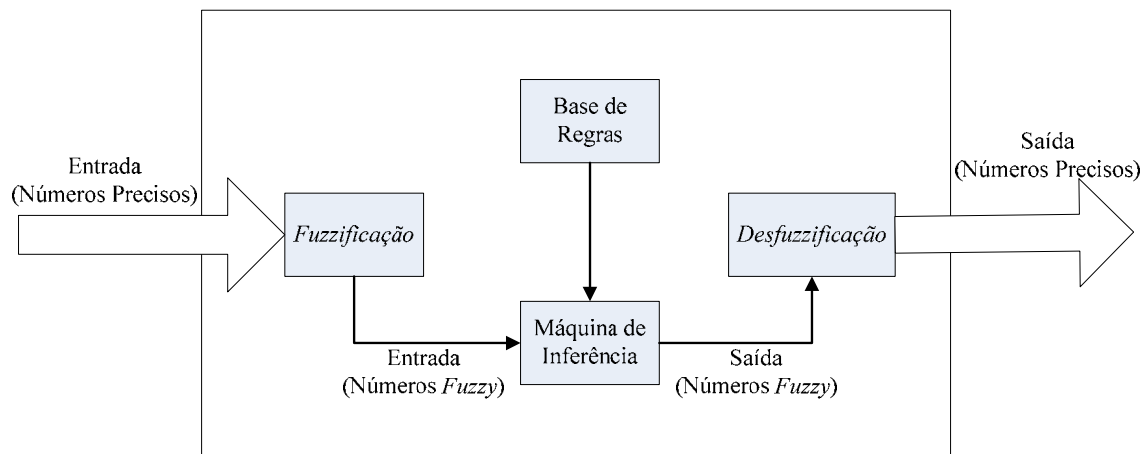


Figura 13 – Sistema Fuzzy.

A base de regras pode ser formada a partir do conhecimento de especialistas ou de uma base de dados (Mendel, 1995). As regras podem ter a forma de um sistema de múltiplas entradas e múltiplas saídas (MIMO), mas que podem ser transformadas em vários sistemas de múltiplas entradas e uma saída (MISO) (Sandri, 1999).

A *fuzzificação* mapeia números precisos em conjuntos *fuzzy*, que realiza a ativação das regras contidas na base de regras que será utilizada pela máquina de inferência.

A máquina de inferência mapeia conjuntos *fuzzy* em conjuntos *fuzzy*, tratando o modo como as regras são combinadas. Nesse estágio ocorrem as operações com

conjuntos *fuzzy* que são: combinação dos antecedentes das regras, implicação e agregação dos conseqüentes das regras.

A agregação é um processo que combina os conjuntos *fuzzy* gerados pela implicação das regras ativas em um único conjunto *fuzzy*. A agregação ocorre uma única vez para cada variável de saída e é o passo final antes da *desfuzzificação* (Mathworks, 2006). As operações mais utilizadas são o máximo, produto e simplesmente a soma dos resultados de implicação de cada regra ativa.

A *desfuzzificação* mapeia conjuntos *fuzzy* em números precisos utilizando alguma técnica específica. O método mais popular é o cálculo do centróide da área da função de pertinência resultante da agregação dos conseqüentes das regras ativas. Outros métodos utilizados são Bissetor, MOM (valor médio do máximo), SOM (menor valor do máximo) e LOM (maior valor do máximo).

A Figura 14 apresenta os resultados utilizando os métodos de *desfuzzificação*, para uma região genérica. O método bissetor divide a região em duas sub-regiões de áreas iguais. Os métodos MOM, SOM e LOM são distintos porque existe um platô no máximo valor, caso contrário a resposta seria a mesma.

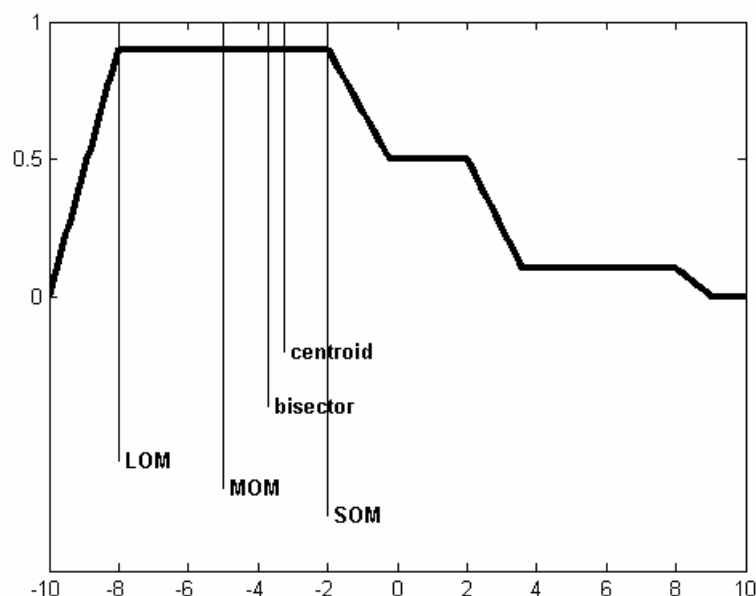


Figura 14 – Resultados dos métodos de *desfuzzificação*. Fonte: (Mathworks, 2006).

Apesar de possuir outros tipos de sistemas de inferência, o sistema que foi abordado é um dos mais conhecidos e de fácil aplicação, sendo conhecido como sistema

de inferência do tipo *Mamdani*, por ter sido o pesquisador a dar início em aplicações de caráter prático (Rezende, 2003).

A Figura 15 apresenta o diagrama do sistema de inferência *fuzzy*, incluindo todas as partes e como ocorre o fluxo do processo. As entradas são mapeadas em conjuntos *fuzzy*, realizando a ativação das regras, que por sua vez são avaliadas e implicam em conjuntos *fuzzy* para cada variável de saída. Os resultados de saída de cada regra são agregados e *desfuzzificados*.

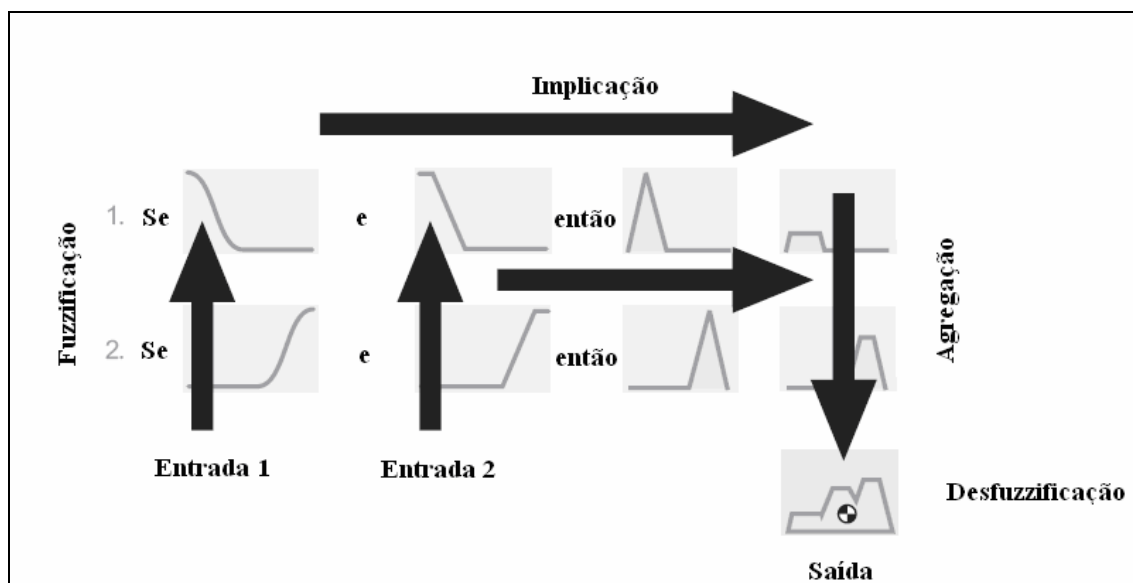


Figura 15 - Diagrama do sistema de inferência *fuzzy*. Fonte: (Mathworks, 2006), adaptado.

2.3 Tomada de Decisões

A tomada de decisão é uma das atividades humanas mais fundamentais e difundidas. Em um mundo complexo, como o nosso, precisamos estabelecer prioridades na solução de problemas de acordo com a sua eficiência considerando seus benefícios, riscos, custos, oportunidades e recursos necessários. Estudos indicam que os decisores não são capazes de comparar consistentemente mais do que 3 critérios. Dessa forma, torna-se interessante trabalhar com sistemas hierárquicos, onde em cada etapa são agregados, no máximo, 3 ou 4 critérios (Rommelfanger, 1998).

2.3.1 Priorização de Alimentadores para Manutenção Preventiva

Têm sido apresentados diversos trabalhos no que se refere à priorização de alimentadores como medida indicativa de manutenção preventiva (Canha *et al.*, 2006; Cunha e Pinto, 2006; Pontes e Rebouças, 2006; Silva *et al.*, 2006). As técnicas utilizadas visam o cumprimento das metas de continuidade estabelecidas pelo órgão regulador, ANEEL, assim como a otimização dos recursos disponíveis pela empresa.

Nesse sentido, têm se utilizado metodologias com abordagem multi-critério. Os critérios e os pesos utilizados variam, de acordo com a percepção de importância do analista para o objetivo do sistema em estudo.

Canha *et al* (2006) apresentam uma comparação entre três métodos de análise multi-critério utilizando para isso diferentes operadores de agregação dos critérios. Os operadores de agregação utilizados foram o operador *soma* (ELETROBRÁS/CODI), o operador *mínimo* e o operador *produto* na priorização da manutenção de alimentadores. Procurou-se, então, utilizar critérios que caracterizavam a eficiência e a confiabilidade da operação do sistema. Portanto, foram utilizados o indicador DEC, o número total de consumidores e o faturamento dos alimentadores.

Os critérios, que são de naturezas distintas com diferentes escalas de medida, são normalizados para valores adimensionais, entre 0 e 1 e ponderados pelo nível de importância ou peso de cada critério, de modo que o somatório dos pesos seja unitário. A característica da função objetivo é definida como sendo do tipo *maximização*, pois se procura determinar os piores alimentadores com relação aos critérios avaliados, ou seja, devem ser priorizados aqueles que apresentarem os maiores índices (Canha *et al.*, 2006).

Assim, foram realizadas análises com os três métodos. Tendo como referência o método ELETROBRÁS/CODI, o operador *produto* apresentou a resposta mais condizente, pois acompanha proporcionalmente os valores resultantes do método de referência (Canha *et al.*, 2006).

Silva *et al.* (2006) avaliam os alimentadores por meio de uma matriz de quadrantes, formada a partir de dois índices, um relacionado a performance e outro relacionado à criticidade dos alimentadores. Os critérios que formam o índice de performance são os indicadores DEC e FEC e o valor total das multas por

ultrapassagem dos indicadores individuais de continuidade (DIC, FIC e DMIC). Os critérios que formam o índice de criticidade são o faturamento total dos alimentadores, quantidade de clientes especiais, quantidade total de clientes do alimentador e o carregamento máximo percentual.

Para os dados de entrada, foram adotados valores realizados nos últimos 12 meses. Foram realizados estudos de correlação entre as métricas de performance e de criticidade, para que não sejam utilizadas informações redundantes, distorcendo o resultado dos índices. O valor limite aceitável adotado para o coeficiente de correlação entre critérios foi de 0,7 (Silva *et al.*, 2006).

Os parâmetros utilizados para o cálculo de cada índice foram normalizados e ponderados, de maneira que a soma dos pesos de cada índice seja unitária. Assim, os índices foram calculados pela soma ponderada dos critérios. Com os resultados obtidos são alocados os alimentadores dentro da matriz de quadrantes, onde são priorizados aqueles que possuem baixa performance e alta criticidade (Silva *et al.*, 2006).

Choi *et al.* (2005) utilizam a Lógica *Fuzzy* a fim de aperfeiçoar a metodologia existente de decisão de prioridade de investimento de uma concessionária de distribuição de energia elétrica. Para isso, incorporam indicadores de confiabilidade SAIDI ou DEC *à priori* e o SAIFI ou FEC *à priori* na tomada de decisão.

Os dois critérios de confiabilidade são avaliados por meio de um sistema *fuzzy*, composto por vinte e cinco regras, onde cada variável de entrada pode assumir cinco termos lingüísticos, sendo as funções de pertinência da forma trapezoidal e triangular. A técnica de *desfuzzificação* utilizada foi a de centróide da área da função de saída.

O resultado desse sistema é utilizado como critério de entrada para outro sistema *fuzzy* com as mesmas características. O segundo critério de entrada é o resultado da metodologia multicritério que era utilizada pela empresa, que considerava as condições operativas, gerenciais e estruturais dos alimentadores.

Desse modo, utilizam-se sistemas *fuzzy* em processos de tomada de decisão hierárquica, onde no primeiro sistema se encontrou um índice de confiabilidade e no segundo sistema o resultado de priorização de investimentos em alimentadores. Assim, com a agregação dos critérios de confiabilidade houve uma alteração na ordem de priorização dos alimentadores comparados com a metodologia antiga.

2.3.2 Priorização das Causas de Interrupção

As concessionárias de energia elétrica têm dado maior importância à análise das causas de interrupção do fornecimento de energia elétrica com o objetivo de obter maior eficiência na operação do sistema, reduzindo custos associados à manutenção corretiva.

Fagundes *et al.* (2004) ressaltam a importância da utilização de metodologias para a gestão de falhas em empresas do setor elétrico, aumentando a excelência operacional por meio do conhecimento mais preciso do processo de formação das falhas, administrando adequadamente os recursos da empresa e aumentando a vantagem competitiva.

Nesse sentido, destacam duas técnicas bastante utilizadas e que são citadas inclusive nas normas ISO 9000, FTA (*Fault Tree Analysis*) e FMEA (*Failure Mode and Effects Analysis*). O trabalho apresentado utilizou o método FTA, utilizando uma abordagem qualitativa, com o objetivo de realizar o rastreamento das causas de interrupção. Desse modo, melhoraram a metodologia utilizada pela empresa, mapeando e detalhando o processo de formação do problema, permitindo alocação dos recursos diretamente na prevenção das causas.

Assim, a utilização de metodologias de gestão da qualidade que permitem o adequado gerenciamento das causas de falhas no sistema de distribuição se torna uma importante ferramenta para melhoria da qualidade do serviço prestado.

A norma militar americana MIL-STD-1629A (USDOD, 1980) descreve os procedimentos necessários para a utilização da metodologia FMECA (*Failure Modes, Effects and Criticality Analysis*), que consiste no emprego de outras duas metodologias combinadas:

- FMEA;
- CA (*Criticality Analysis*);

O FMEA tem como propósito identificar todos os modos e causas de falha relevantes dos componentes de um sistema e ainda realizar uma avaliação das consequências de acordo com o grau de severidade para a operação do sistema.

Conhecendo os itens considerados críticos, os modos de falha e as causas pertinentes, pode-se direcionar e priorizar a manutenção preventiva destes

equipamentos. Além disso, a metodologia registra todo o processo envolvido na busca e solução dos problemas encontrados, formando uma base de dados de informações úteis e necessárias para avaliação da conformidade dos requisitos do sistema em análise.

O objetivo da análise de criticidade (CA) é classificar cada modo de falha em potencial, de modo que se estabeleça uma priorização. Um dos métodos para a análise de criticidade é por meio da utilização do número de priorização de risco (RPN), que consideram três critérios fundamentais (SAE, 1994):

- Probabilidade de ocorrência da falha (O);
- Severidade do efeito da falha (S);
- Probabilidade de detecção da falha (D).

Esses critérios são classificados, de forma quantitativa e qualitativa, em uma escala ordinal, de acordo com a Tabela 2, Tabela 3 e Tabela 4, obtidas de uma norma internacional do setor automobilístico (SAE, 1994).

Tabela 2 – Critério de ocorrência.

<i>Probabilidade de ocorrência do modo de falha</i>	<i>Rank</i>	<i>Taxa de falha</i>
<i>Muito Alta: falha é quase inevitável</i>	10	$\geq 1/2$
	9	1/3
<i>Alta: falhas repetidas</i>	8	1/8
	7	1/20
<i>Moderada: falhas ocasionais</i>	6	1/80
	5	1/400
	4	1/2000
<i>Baixa: relativamente poucas falhas</i>	3	1/15000
	2	1/150000
<i>Remota: falha é improvável</i>	1	$\leq 1/1500000$

Tabela 3 – Critério de severidade.

Efeito	Rank	Caracterização
Perigoso (sem aviso)	10	Efeito no qual ocorre <i>sem aviso</i> e pode causar a <i>perda da função</i> do sistema resultando em <i>prejuízos significativos</i> para o sistema ou ambiente e ou <i>morte, lesão ou doença significativa</i> para o consumidor caracterizando <i>não conformidade</i> com regulação.
Perigoso (com aviso)	9	Efeito no qual ocorre <i>com aviso</i> e pode causar a <i>perda da função</i> do sistema resultando em <i>prejuízos significativos</i> para o sistema ou ambiente e ou <i>morte, lesão ou doença significativa</i> para o consumidor caracterizando <i>não conformidade</i> com regulação.
Muito Alto	8	Efeito no qual pode causar a <i>perda da função</i> do sistema resultando em <i>algum prejuízo</i> para o sistema ou ambiente e ou <i>lesão ou doença séria</i> para o consumidor e ou <i>reduzir materialmente</i> a habilidade de mercado ² e ou a usabilidade do sistema ou produto.
Alto	7	Efeito no qual pode causar a <i>redução da função</i> do sistema ou produto resultando em <i>algum prejuízo</i> para o sistema ou ambiente e ou <i>insatisfação, lesão ou doença</i> para o consumidor e ou habilidade de mercado e ou usabilidade do sistema ou produto.
Moderado	6	Efeito no qual pode causar <i>redução da função</i> do sistema ou produto resultando em <i>prejuízos negligíveis</i> para o sistema ou ambiente e ou <i>desconforto, pequena lesão ou doença</i> para o consumidor.
Baixo	5	Efeito no qual pode causar <i>redução do desempenho</i> do sistema ou produto e ou <i>desconforto</i> e ou <i>perturbação</i> para o consumidor.
Muito Baixo	4	Efeito no qual pode causar <i>não conformidade dos requisitos de desempenho e ou qualidade</i> na qual será notada pela <i>maioria</i> dos consumidores.
Pequeno	3	Efeito no qual pode causar <i>não conformidade dos requisitos de desempenho e ou qualidade</i> na qual será notada por <i>alguns</i> consumidores.
Muito Pequeno	2	Efeito no qual pode causar <i>não conformidade dos requisitos de desempenho e ou qualidade</i> na qual será notada por <i>poucos</i> consumidores.
Nenhum	1	Sem efeito.

² Habilidade de mercado do inglês *Marketability*, ou seja, é a capacidade ou habilidade de uma empresa no processo de venda de um produto ou serviço.

Tabela 4 – Critério de detecção.

Detecção	Rank	Caracterização
Absolutamente Incerto	10	O controle da operação não poderá detectar a causa potencial e subsequente modo de falha.
Muito Remoto	9	Chance muito remota de detectar a causa potencial e subsequente modo de falha.
Remoto	8	Chance remota de detectar a causa potencial e subsequente modo de falha.
Muito Baixo	7	Chance muito baixa de detectar a causa potencial e subsequente modo de falha.
Baixo	6	Chance baixa de detectar a causa potencial e subsequente modo de falha.
Moderado	5	Chance moderada de detectar a causa potencial e subsequente modo de falha.
Moderadamente Alto	4	Chance moderadamente alta de detectar a causa potencial e subsequente modo de falha.
Alto	3	Chance alta de detectar a causa potencial e subsequente modo de falha.
Muito Alto	2	Chance muito alta de detectar a causa potencial e subsequente modo de falha.
Quase Certo	1	O controle da operação quase certamente detectará a causa potencial e subsequente modo de falha.

Tais critérios dependem da percepção do analista sobre o sistema em estudo, podendo, portanto, ocorrer variações de análise para diferentes analistas. A metodologia pode ser adaptada dependendo do tipo de aplicação que se deseja estudar e que tipos de efeitos estarão sendo considerados.

As conseqüências para o sistema podem ser avaliadas em termos de indicadores de desempenho, em segurança de pessoal, tempo de manutenção requerida, custo de interrupção entre outras ou ainda, uma combinação destas.

O valor do RPN, para cada causa, é obtido a partir da multiplicação desses critérios, de acordo com a equação (2.38).

$$RPN_c = O_c \cdot S_c \cdot D_c \quad (2.38)$$

Assim, podem-se obter os valores do RPN para os modos de falha e equipamentos por meio das equações (2.39) e (2.40), respectivamente.

$$RPN_{mf} = \sum_{c=1}^{N_c} RPN_c \quad (2.39)$$

$$RPN_e = \sum_{mf=1}^{N_{mf}} RPN_{mf} \quad (2.40)$$

Onde:

RPN : Número de priorização de risco
 O : Probabilidade de ocorrência;
 S : Severidade;
 D : Probabilidade de detecção;
 N_c : Número de causas;
 N_{mf} : Número de modos de falha;
 c : Causa avaliada;
 mf : Modo de falha;
 e : Equipamento avaliado;

Almeida *et al.* (2005) modificam o método tradicional do cálculo do RPN, salientando a influência da sazonalidade na incidência das falhas nos sistemas de distribuição. Desse modo, é aplicado o indicador de sazonalidade no critério de ocorrência, de maneira a hierarquizar os riscos potenciais em uma base futura, definindo assim, o PRPN (*Potencial Risk Priorization Number*).

Foi utilizada uma adaptação do critério de detecção padrão, vinculando à política de manutenção utilizada pela empresa, de acordo com a Figura 16. Os resultados encontrados na aplicação do método em uma empresa de distribuição de energia elétrica são apresentados, mostrando a variação do índice PRPN das causas de falha de acordo com o período do ano.

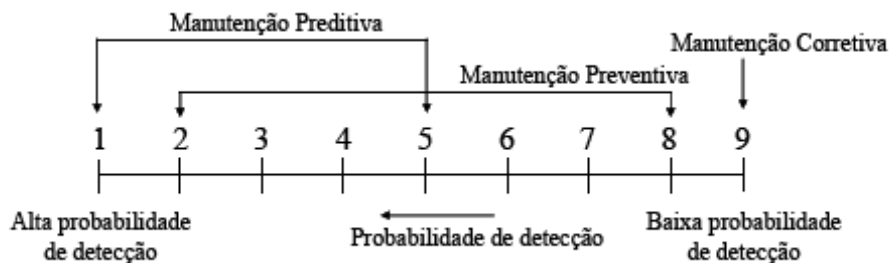


Figura 16 – Escala do critério de detecção. Fonte: (Almeida *et al.*, 2005).

Vaz *et al* (2006) aplicaram a metodologia FMEA para a identificação e classificação das causas de interrupção do sistema de distribuição em um dos maiores conjuntos de uma concessionária de energia elétrica. O trabalho apresenta um foco no

controle e gerenciamento de indicadores de continuidade. Portanto, foram utilizados como critérios de severidade os valores dos indicadores DEC e FEC e como critério de ocorrência a quantidade de interrupções, correspondentes aos últimos 12 meses, das causas de interrupção no sistema. As escalas para classificação das causas foram obtidas por meio da avaliação do histograma das variáveis utilizadas.

Foram caracterizadas as funções de distribuição de probabilidade apresentadas nos histogramas dos critérios de severidade e ocorrência como uma distribuição log-normal. Assim, as escalas foram determinadas a partir da soma do módulo do logaritmo natural do menor valor e do maior valor, dividido pela quantidade de classificações, no caso igual a 10.

A classificação das causas para o critério de detecção foi determinada com a utilização da política de manutenção apresentada na Figura 16 e com os procedimentos da empresa de localização de falhas na rede (Celesc, 1999; 2006).

Com essa metodologia, foi possível determinar as causas de interrupção que mais impactaram na rede de distribuição deste conjunto, apresentando informações relevantes ao direcionamento de medidas com o objetivo de mitigar o efeito nos indicadores DEC e FEC.

No entanto, pesquisadores vêm criticando a metodologia padrão de cálculo do RPN. Do ponto de vista técnico o cálculo do RPN resulta, muitas vezes, em uma interpretação incompleta e incorreta dos resultados da análise. Nesse sentido, é ressaltado o problema do uso da escala ordinal para os critérios resultando em um valor numérico do RPN, grande descontinuidade na escala de medida do RPN, valores de RPN iguais com características muito diferentes e a sensibilidade do resultado, para uma pequena variação na percepção do analista com relação à classificação dos critérios (Gilchrist, 1993; Ben-Daya e Raouf, 1996; Bowles, 2003).

De acordo com os problemas apresentados, alguns pontos merecem ser mais bem detalhados. O critério de ocorrência apresenta uma relação linear entre as menores classificações e a taxa de falha, onde a mudança na classificação representa uma mudança constante proporcional à probabilidade de falha. O mesmo não ocorre para as classificações mais altas deste critério, apresentando uma relação não linear (Bowles, 2003).

Os critérios de severidade e detecção são notadamente subjetivos e possuem escala ordinal. Dependendo da percepção do analista podem ocorrer variações de classificação para uma mesma causa de falha. Desse modo, o resultado da análise pode variar de acordo com a avaliação do analista (Gilchrist, 1993; Ben-Daya e Raouf, 1996; Bowles, 2003).

Assim, o valor do RPN representa somente a ordem de classificação das causas, não constituindo em uma mensuração quantitativa do problema. Além disso, comparações entre os valores de RPN obtidos não apresentam muito significado, uma vez que podem ser obtidos valores iguais por meio de diversas combinações dos critérios utilizados, e que não é atribuído o grau de importância relativa entre os critérios considerados (Bowles, 2003).

Bowles (2003) recomenda desconsiderar o critério de detecção, realizar uma adequação do critério de severidade dependendo do tipo do sistema sob avaliação e considera a possibilidade de realizar a valoração do custo das consequências da falha. Assim, a probabilidade de ocorrência multiplicada pelo custo associado à causa resultaria no custo esperado da falha para o sistema.

Procurando contornar os problemas apresentados para o cálculo do RPN, duas técnicas podem ser destacadas, a Lógica *Fuzzy* e a Teoria Grey. A Lógica *Fuzzy* foi utilizada como ferramenta para tratar, de maneira apropriada, os termos lingüísticos considerados no cálculo do RPN (Peláez e Bowles, 1994; Braglia e Frosolini, 2003; Tay e Lim, 2006).

Peláez e Bowles (1994), Braglia e Frosolini (2003) e Tay e Lim (2006), descrevem etapas e procedimentos necessários para a implementação da metodologia em consonância com a análise de criticidade, e apresentam as dificuldades encontradas, principalmente com relação à definição da quantidade e forma da função de pertinência a ser utilizada, e a formação da base de regras, que cresce à medida que o número de critérios e quantidade de funções de pertinência de entrada aumentam.

Leal *et al.* (2006) apresentam os resultados obtidos por meio da hierarquização dos riscos potenciais das causas de interrupção de um distribuidora de energia elétrica, utilizando a metodologia FMEA e a teoria Grey.

A teoria Grey foi proposta e desenvolvida por Deng em 1982. A técnica permite lidar com a tomada de decisões caracterizada por informações incompletas e explora o

comportamento do sistema por meio de uma análise relacional entre séries quantitativas discretas e séries qualitativas por meio da construção do modelo Grey (Chang *et al.*, 2001; Pillay e Wang, 2003).

Chang *et al.* (2001) apresentam as características pertinentes às séries de dados do estudo e as etapas necessárias para a construção do modelo Grey. Afirma que a vantagem do método aplicado à metodologia FMEA é a possibilidade de definir graus de importância para os critérios sem a necessidade de uma função utilidade. Neste artigo, é apresentada uma comparação de estudo de caso utilizando a metodologia FMEA padrão e as técnicas em conjunto.

Chang *et al.* (1999) e Pillay e Wang (2003), apresentam estudos da aplicação da lógica *fuzzy*, para eliminar o debate de conversão das escalas dos critérios FMEA pela avaliação direta dos termos lingüísticos dos critérios, em conjunto com a teoria Grey para determinação do RPN. Os resultados apresentados mostram que os dois métodos podem solucionar os problemas advindos da metodologia FMEA padrão.

Com base nas metodologias apresentadas foi proposto um procedimento para a avaliação da confiabilidade aplicada em sistemas de distribuição de energia elétrica, com foco no gerenciamento e controle dos indicadores de continuidade.

Capítulo 3

Metodologia para o Gerenciamento de Indicadores em Sistemas de Distribuição

As metodologias utilizadas neste trabalho empregam métodos consolidados nas áreas de confiabilidade e gerenciamento de riscos. São utilizadas as metodologias de confiabilidade preditiva analítica e técnicas com abordagem multicritério para priorização de alimentadores e causas de interrupção do sistema.

Pretende-se avaliar o sistema empregando as metodologias de maneira que apresente informações necessárias para a tomada de decisão no sentido de mitigar os problemas encontrados na rede de distribuição da empresa, podendo contribuir para a normalização de procedimentos de avaliação da rede.

A Figura 17 apresenta o fluxograma do processo de avaliação do sistema. São adquiridas informações da base de dados do sistema (SIMO), de registro de interrupções do sistema e informações de conectividade e características dos equipamentos. A metodologia segue então em duas vertentes, por meio de análise preditiva e histórica.

Na análise preditiva é utilizado o modelo analítico de avaliação por meio da matriz lógico-estrutural (Dias, 2002). Desse modo se faz necessário o cálculo prévio de taxa de falha e tempos de reparo dos equipamentos. Este estudo servirá de base para definição dos conjuntos críticos priorizados para o estudo histórico. Na análise histórica somente os dados de interrupção são suficientes. Então, realiza-se um detalhamento do comportamento do sistema, identificando prioridades de manutenção para os alimentadores e as principais causas de interrupção.

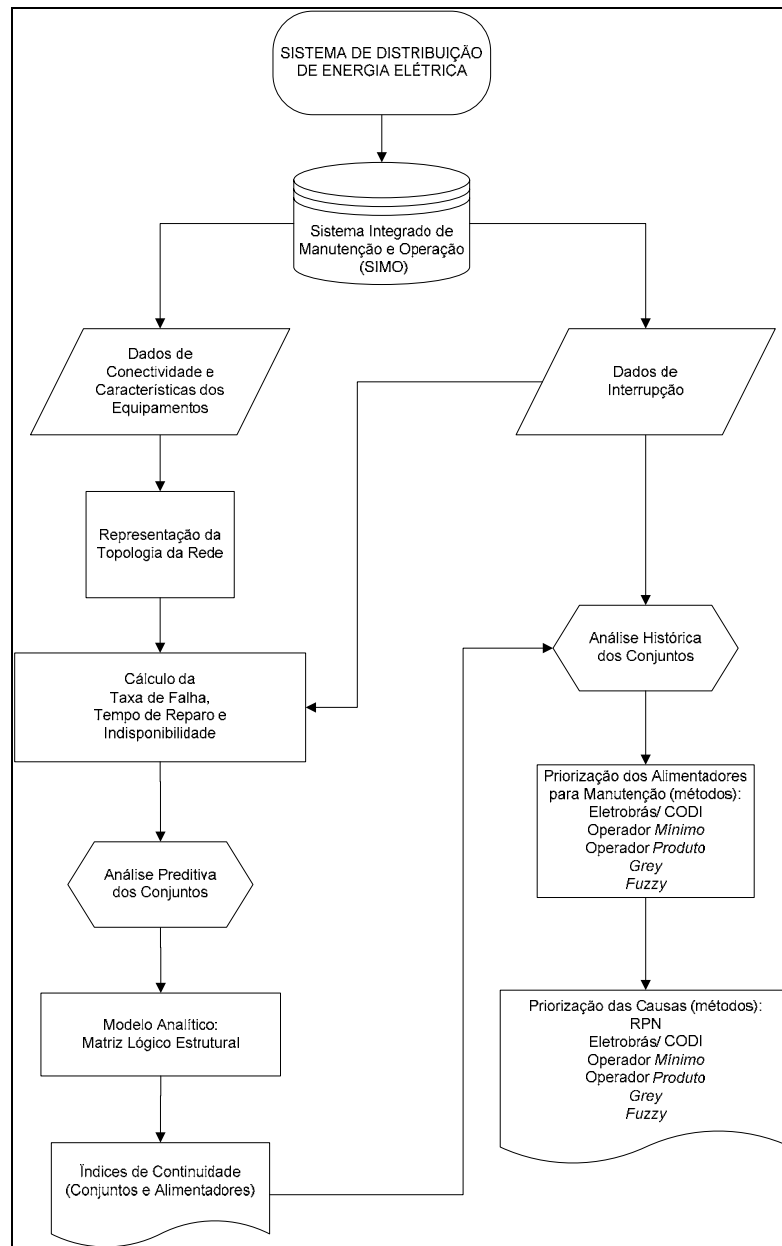


Figura 17 – Fluxograma do modelo de confiabilidade.

As seguintes etapas são de importância fundamental para o desenvolvimento do trabalho, apresentação de resultados e conclusões:

- Definição do sistema em estudo;
- Avaliação da base de dados;
- Considerações realizadas e restrições do modelo;
- Desenvolvimento computacional.

3.1 Definição do Sistema

As Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) possuem uma área de concessão de mais de 91% da área do estado de Santa Catarina. Para se realizar a administração do sistema, foram estabelecidas agências regionais responsáveis pelo fornecimento de energia nas suas respectivas áreas de atuação, conforme mostrada na Figura 18.

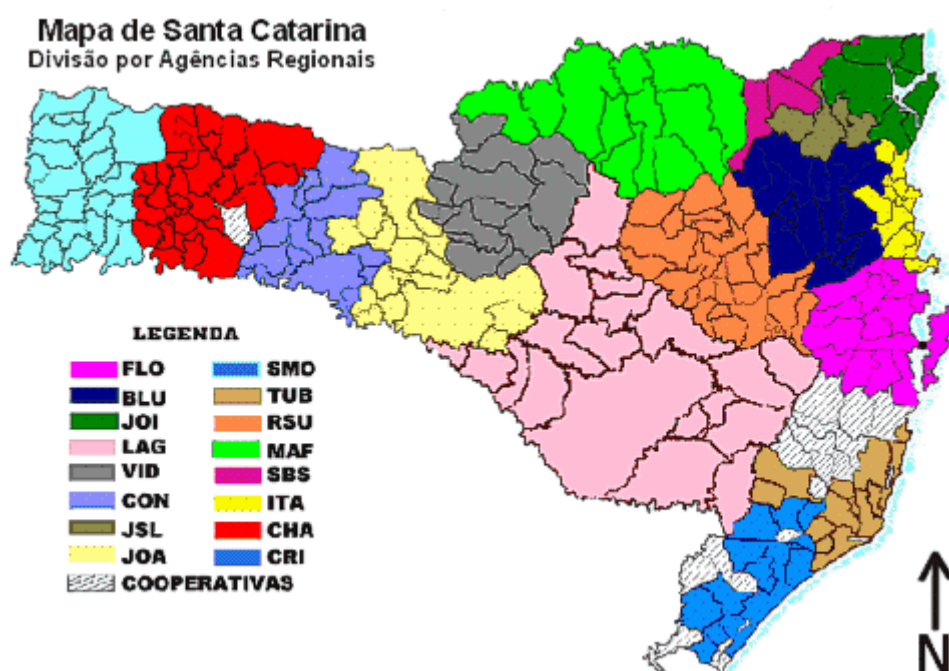


Figura 18 – Divisão geo-administrativa da concessionária.

A regional de Florianópolis é responsável pelo gerenciamento de dezessete conjuntos definidos pelos municípios apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Relação dos códigos dos 17 conjuntos da Regional Florianópolis.

Nº do Conjunto	Município
1101	Florianópolis
1102	São José
1103	Palhoça
1104	Santo Amaro da Imperatriz
1105	Águas Mornas
1106	Biguaçu
1107	Antônio Carlos
1108	Governador Celso Ramos
1109	Tijucas
1110	Canelinha
1111	São João Batista
1112	Major Gercino
1113	Nova Trento
1114	Angelina
1115	Rancho Queimado
1120	São Pedro de Alcântara
1121	Alfredo Wagner

Na Tabela 6 estão apresentadas as subestações que atendem aos conjuntos desta regional. Foram encontrados 79 alimentadores responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Convém salientar que os alimentadores que saem das subestações podem atender a mais de um conjunto de consumidores e estão dispostos radialmente, podendo ser interconectados por meio de chaves manuais, no caso de transferência de carga. Estudos estão sendo realizados para automatizar estas chaves (P&D Automata – Celesc/Labplan).

Tabela 6 - Identificação das subestações da regional.

Nº da SE	Código da SE	Localização	Nº de Alimentadores
101	CQS	Coqueiros	11
102	RCO	Roçado	13
103	UGA	Garcia	02
105	TJS	Tijucas	06
106	TDE	Trindade	08
107	INE	Ilha Norte	09
109	BQB	Biguaçu	05
111	ICO	Ilha Centro	11
112	PLA	Palhoça	08
114	ISL	Ilha Sul	05
410	LAG	Lages	01
		TOTAL	79

A subestação de Lages não é de gerência da regional de Florianópolis, porém o final de um de seus alimentadores atende aos conjuntos de Rancho Queimado e Alfredo Wagner.

A Figura 19 apresenta a visualização espacial dos alimentadores com relação às suas respectivas subestações no sistema. Nota-se pela conectividade da rede, que existe a possibilidade de transferência de carga entre os alimentadores e até mesmo entre as subestações, demonstrando a complexidade do sistema.

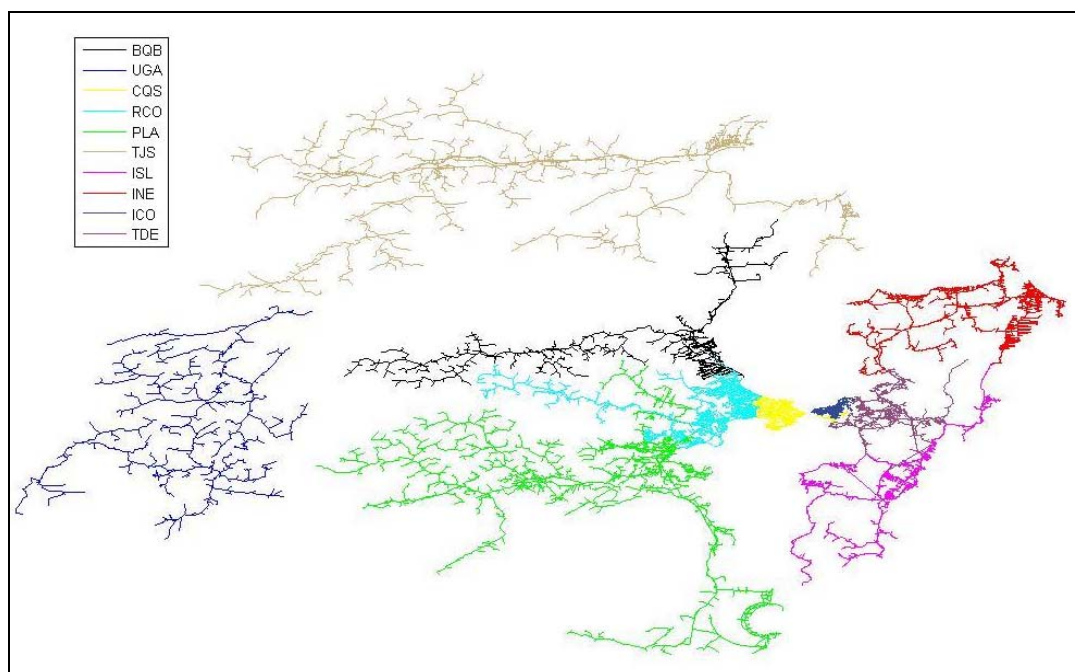


Figura 19 – Visualização espacial dos alimentadores por subestação.

3.2 Base de Dados

Os dados necessários para o desenvolvimento do trabalho foram extraídos do Sistema de Manutenção e Operação (SIMO) da empresa. Foram disponibilizados dados dos equipamentos e das interrupções na rede de distribuição dos conjuntos da regional avaliada (Florianópolis).

3.2.1 Dados de Equipamentos

Os campos referentes à base de dados de equipamentos da rede de distribuição estão mostrados abaixo.

- Conjunto;
- Subestação;
- Alimentador;
- Equipamento;
- Equipamento Anterior;
- Quantidade de Consumidores;
- Potência do Equipamento;
- Sigla do Equipamento;
- Tipo (aberto ou fechado);
- Equipamento Anterior Conexão.

Os equipamentos que estão cadastrados nessa base de dados são:

- Disjuntores da subestação (AL);
- Chaves de distribuição (CD);
- Fusíveis de ramais (FR);
- Fusíveis de transformadores privados (FP);
- Fusíveis de transformadores da concessionária (FT);
- Banco de capacitores (BC);

- Banco regulador de tensão (BR);
- Religadores (RE);
- Seccionalizadores (SL).

Com esses dados, é possível identificar o conjunto, a subestação e o alimentador aos quais pertencem, quantidade de consumidores conectados e potência instalada. A chave de distribuição que faz a conexão entre alimentadores é cadastrada em apenas um dos alimentadores, mas é possível identificar o componente do outro alimentador que está conectado.

Os campos *Equipamento (PARA)* e *Equipamento Anterior (DE)* são utilizados para a representação da topologia da rede de distribuição. Uma vez que os equipamentos cadastrados no campo *DE* são sempre *CD's* ou *FR's* não é possível definir a topologia da rede perfeitamente, de acordo com a real localização física dos *FP's* ou *FT's*. Sabe-se que os consumidores estão sempre conectados aos *FT's* ou *FP's*.

Porém, sabem-se quais equipamentos estão instalados entre as chaves de distribuição, no tronco do alimentador, e após os fusíveis de ramais, nos ramais laterais. Utiliza-se, portanto, o conceito de trecho de rede que é definido pelo segmento de rede que se localiza entre duas chaves de distribuição e após os fusíveis de ramais.

Assim, a real ordenação dos *FP's* ou *FT's* não constitui em um problema para a avaliação do sistema com a metodologia proposta e que será apresentada no decorrer deste trabalho.

3.2.2 Dados de Interrupção

Os dados de interrupção contemplam os registros com tempo superiores a 3 minutos de interrupção, contabilizados nos indicadores DEC e FEC. Estes dados contemplam dois períodos de aquisição, compreendidos entre 01 de janeiro de 2003 a 10 de junho de 2006 e 01 de janeiro de 2003 a 10 de setembro de 2006.

Os campos que contemplam cada interrupção do sistema, da base de dados, estão apresentados a seguir:

- Conjunto;

- Subestação;
- Alimentador;
- Documento;
- Causa da interrupção;
- Equipamento;
- Data e hora do início do registro de interrupção;
- Data e hora do fim do registro de interrupção;
- Tempo de reparo;
- Quantidade de consumidores atingidos;
- Quantidade de consumidores total do conjunto;
- DEC;
- FEC;
- Potência Interrompida;
- Potência Total;
- DEP (Duração equivalente por potência);
- FEP (Frequência equivalente por potência).

O campo *Documento* refere-se ao número do documento gerado pelo registro de interrupção. Com esse dado é possível identificar a ocorrência de uma única causa que implica no cadastro de diversos registros de interrupção.

3.3 Considerações e Restrições na Modelagem do Sistema para Avaliação Preditiva

Neste trabalho, procura-se modelar o sistema de maneira que represente o seu comportamento mais real, considerando os dados disponíveis. Serão apresentadas algumas considerações e serão identificados pontos que podem degradar a modelagem e representação do sistema.

3.3.1 Dados de Equipamentos

Foi identificada uma pequena diferença existente com relação ao número de consumidores cadastrados na base de dados de equipamentos do SIMO e de Mercado, conforme apresentado na Tabela 7. A base de dados de mercado é utilizada para fazer projeções de número de consumidores para os meses seguintes.

Tabela 7 – Quantidade de consumidores em diferentes bases de dados.

Conjuntos	Nº Consumidores			
	Dados de Mercado		Dados do SIMO	
	Maio/2006	Agosto/2006	Maio/2006	Agosto/2006
1101	185900	186659	185723	185723
1102	73664	74244	74038	74038
1103	46391	46993	46848	46848
1104	7037	7119	7068	7068
1105	1419	1453	1411	1411
1106	16947	17140	17193	17193
1107	1878	1905	1913	1913
1108	6560	6589	6590	6590
1109	9938	10041	9801	9801
1110	3134	3179	3238	3238
1111	7050	7198	7187	7187
1112	700	709	704	704
1113	3463	3554	3521	3521
1114	1401	1421	1415	1415
1115	1147	1155	1097	1097
1120	1099	1111	1088	1088
1121	3646	3673	3669	3669

Em relação aos dados do SIMO pode-se notar que não houve variação de número de consumidores em nenhum conjunto. Os motivos do problema nos dados do SIMO podem ter sido um erro na programação para a aquisição dos dados ou falta de atualização do sistema.

Assim, para os períodos avaliados a topologia da rede não sofreu modificações, não representando a realidade, mostrada pelo incremento de consumidores dos conjuntos nos dados de mercado. Alerta-se para o fato de que a atualização do sistema é de extrema importância, pois a intenção da análise é avaliar o sistema periodicamente

para se ter conhecimento de melhora ou piora da confiabilidade à medida que alterações sejam realizadas na topologia da rede.

A utilização dos dados de mercado pode levar a uma análise errônea do resultado, uma vez que o número de consumidores é crescente, podendo reduzir os valores dos indicadores sem que haja melhora do sistema. Além disso, os valores dos indicadores estarão normalizados por um número de consumidores totais dos conjuntos, diferentes daquele existente na topologia da rede cadastrada.

Desse modo, não será realizada a estimação dos indicadores com os dados de 10 de setembro de 2006, por não estarem atualizados. Porém os dados de interrupção desse período podem ser utilizados para análise histórica e priorização de alimentadores e causas de interrupção.

3.3.2 Dados de Interrupção

Os valores dos indicadores DEC e FEC, registrados no banco de dados, são calculados levando em consideração os dados de número de consumidores cadastrados no sistema no instante da interrupção. Contudo, de acordo a resolução ANEEL 024 (2000), os indicadores DEC e FEC devem ser calculados considerando o número de consumidores no final do período de apuração.

Assim, para o envio dos dados ao órgão regulador, a empresa realiza um recálculo dos indicadores das interrupções. Os valores DEC e FEC recalculados tendem a ser menores, pois o número de consumidores no final do período de apuração é geralmente maior do que aqueles valores registrados no instante da interrupção.

Desse modo, pode ocorrer uma diferença mensal entre os valores do SIMO e aqueles publicados pela ANEEL, uma vez que esses valores não são atualizados na base de dados. Outro fator que pode gerar diferença nos valores mensais é a negociação entre concessionária de distribuição e ANEEL, devido às interrupções em situações de emergência.

As interrupções em situações de emergência não devem ser consideradas para o cálculo dos indicadores, sendo caracterizada como sendo motivada por caso fortuito ou de força maior, a ser comprovada documentalmente pela concessionária de distribuição,

desde que não se caracterize de sua responsabilidade técnica, por falta de documentação ou de investimentos em seu sistema (Aneel, 2000).

As diferenças relativas dos valores dos indicadores DEC e FEC, obtidos do SIMO, comparados aos valores divulgados pela ANEEL, para os conjuntos analisados nos anos de 2003, 2004 e 2005, estão apresentadas na Tabela 8, ressaltando os valores acima de 10%.

Tabela 8 – Diferença relativa dos indicadores DEC e FEC (ANEEL x SIMO).

Conjuntos	DEC			FEC		
	2003	2004	2005	2003	2004	2005
1101	0,87%	2,81%	0,54%	21,31%	19,33%	22,59%
1102	1,08%	0,02%	-0,16%	11,18%	9,72%	10,27%
1103	3,27%	2,75%	0,42%	12,57%	10,72%	9,95%
1104	-0,03%	-0,09%	-0,24%	3,67%	1,70%	0,68%
1105	-0,76%	-0,44%	-0,29%	-1,03%	0,47%	0,57%
1106	1,52%	1,37%	1,55%	7,10%	6,62%	8,04%
1107	-0,27%	-0,12%	0,43%	-0,18%	0,12%	0,28%
1108	18,24%	0,66%	0,20%	25,87%	-0,64%	-1,30%
1109	0,17%	-0,36%	0,44%	2,16%	1,11%	1,59%
1110	-0,34%	0,07%	0,19%	0,04%	0,42%	2,10%
1111	0,08%	0,10%	0,47%	0,97%	1,12%	1,80%
1112	0,74%	0,13%	0,45%	-0,03%	0,25%	0,29%
1113	0,70%	0,14%	0,72%	0,72%	0,06%	0,42%
1114	0,33%	-0,22%	-0,03%	2,14%	0,42%	-0,22%
1115	-0,85%	-0,18%	-0,19%	0,16%	-0,43%	-0,56%
1120	3,53%	4,32%	5,45%	3,91%	4,68%	6,11%
1121	-0,95%	0,53%	0,25%	2,56%	0,97%	0,69%

Pode-se notar que em alguns conjuntos existe uma diferença significativa e podem, conseqüentemente, influenciar nos valores a serem estimados, uma vez que os dados podem não representar efetivamente o sistema em análise. Por exemplo, para o conjunto 1103, o erro do indicador FEC para o ano de 2003 é da ordem de 12,5%.

3.3.3 Taxa de Falha

Na empresa, há cálculos de desempenho do alimentador estratificado por tronco e por ramal do alimentador. O desempenho é avaliado em termos de taxa de falha, onde se levam em consideração dados de atuação de equipamentos específicos pertinentes ao tronco ou ramal e dados de comprimento do alimentador.

Os equipamentos avaliados para o tronco do alimentador são o disjuntor, as chaves de distribuição e os religadores. Para os ramais, os equipamentos considerados são os fusíveis, banco de capacitores, banco regulador de tensão e seccionalizador.

A taxa de falha do alimentador é calculada considerando o número total de atuações dos equipamentos de proteção relativos ao tronco ou ramal no ano, dividindo-se pelo respectivo comprimento de cada alimentador, obtendo-se valores médios por quilômetro.

Sabe-se que a utilização dessa metodologia oculta informações necessárias para se determinar pontos críticos na rede, pois com o agrupamento dos dados de falha dos equipamentos, perde-se a localização geográfica das interrupções.

Além disso, a taxa de falha ponderada por comprimento do tronco ou do ramal, não leva em consideração que em determinados trechos da rede possa existir maior ocorrência de falha que em outros, perdendo assim uma sinalização importante para manutenção do sistema.

Uma restrição importante nessa modelagem, que deve ser considerada, é que informações sobre comprimento dos troncos e ramais dos alimentadores não constituem dados completos e confiáveis na base dados do SIMO. Esse aspecto tem sido melhorado pelo desenvolvimento do sistema de georeferenciamento (GENESIS) da empresa.

O modelo de avaliação de confiabilidade proposto utilizará taxas de falha dos componentes individualizados. Por isso, o conhecimento das características de proteção do sistema e o modo como as interrupções são registradas no banco de dados são de suma importância para o desenvolvimento do modelo de avaliação.

Qualquer defeito ocorrido na rede BT (Baixa Tensão)³ em que houve a falha de sua proteção imediata, resultará na atuação da proteção de retaguarda, disjuntor, religador ou fusível de ramal. Desse modo, os registros de atuação desses equipamentos

³ Rede de Baixa Tensão englobam as redes de 220V até 2,3 kV.

de retaguarda, incorporam todas as falhas de atuação das proteções ao longo da rede BT, além das falhas ocorridas na rede MT (Média Tensão)⁴.

Há situações em que se pode encontrar para a mesma ocorrência, ou seja, mesmo número de documento, vários registros de interrupção com valores de tempo de reparo e quantidade de consumidores atingidos diferentes. Foi verificado nos dados relativos à quantidade de consumidores atingidos, que as atuações desse dispositivo nem sempre implicam no desligamento de todo o alimentador.

Sabe-se que não se trata de inconsistências nos dados, mas da realização de manobras na rede, de modo que a falha possa ser isolada, restabelecendo os consumidores até o ponto da falta e/ou transferindo a carga para outro alimentador. Essas manobras são então, cadastradas nessa base de dados como sendo atuações do disjuntor.

Pode-se encontrar o registro das manobras realizadas, pelo documento gerado, nos Relatórios de Manobra (RM). Porém, a identificação da real localização da falha consiste em uma análise detalhada das manobras realizadas, conforme demonstrado por Sperandio et al. (2007). O número de trechos de um alimentador é definido pelo número de dispositivos de seccionamento.

A automação desse processo para todos os alimentadores dos conjuntos avaliados consiste em um processo fundamental e necessário para o aperfeiçoamento do cálculo da taxa de falha por trecho, e conseqüentemente aperfeiçoamento do modelo de avaliação de confiabilidade.

Premissas:

1) Na atual fase do trabalho, os dados referentes aos relatórios de manobra ainda não foram disponibilizados e não se possui uma modelagem da taxa de falha da MT definida por trechos. Portanto, também não é de conhecimento a confiabilidade operacional dos dispositivos de proteção.

Desse modo, os dados de atuação do disjuntor serão diluídos com taxas de falha constantes ao longo dos trechos da rede MT, considerando uma única interrupção para diferentes registros com o mesmo número de documento e considerando o maior tempo de reparo envolvido no processo.

⁴ Rede de Média Tensão englobam as redes de 13,8 kV até 34,5 kV.

2) Como não é possível identificar os modos de falha dos *FT's* ou *FP's*, ou seja, não se sabe a probabilidade de falha na atuação do componente quando requisitado, a confiabilidade operacional do dispositivo não será considerada no modelo.

Sendo assim, neste trabalho, os fusíveis dos transformadores serão considerados plenamente confiáveis. Desse modo, não estamos considerando que faltas ocorridas na BT possam acarretar na atuação do disjuntor da subestação, religador e fusível de ramal.

3) Como na base de dados os consumidores estão referenciados aos equipamentos de proteção do transformador (fusíveis), esses dispositivos serão considerados como ponto de carga da rede de distribuição no modelo proposto.

Assim, um alimentador será definido por trechos, com taxas de falha constante. A taxa de falha do ponto de carga será o somatório da taxa de falha do fusível e das taxas de falha dos trechos até a fonte.

3.3.4 Tempos de Restabelecimento do Sistema

Sendo o sistema de distribuição radial, pode-se afirmar que a atuação de equipamentos de proteção sempre implicará na interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores à jusante do dispositivo.

O restabelecimento do fornecimento de energia pode ser realizado seguindo procedimentos padronizados pela concessionária de energia elétrica. Os passos descritos a seguir são os mais utilizados e representam os tempos necessários à realização da completa restauração do sistema.

A contagem do tempo de reparo de uma interrupção se inicia a partir do instante do conhecimento da interrupção no sistema, seguida pela preparação e despacho da equipe de manutenção. Identificada a localização do defeito na rede, pode-se isolar o trecho sob falta pelo procedimento de abertura das chaves de distribuição à montante e à jusante do defeito. Neste instante, a atribuição dos tempos de restabelecimento se faz de maneira distinta para os diferentes consumidores da rede:

a) Para os consumidores localizados entre a fonte e o dispositivo de seccionamento imediatamente à montante do defeito, atribui-se o tempo médio de seccionamento (MTTS) para esta interrupção.

b) Para os consumidores localizados a jusante deste dispositivo de seccionamento aberto e à jusante do próximo dispositivo de seccionamento, de modo que o defeito esteja localizado entre os dois dispositivos, verifica-se a possibilidade de transferência de carga, e em caso positivo é atribuído o tempo médio de transferência (MTTT) para esta interrupção.

c) Para os consumidores localizados no trecho sob falta ou não havendo a possibilidade de transferência de carga para os consumidores localizados a jusante de um dispositivo de seccionamento que isola a falta à montante desses consumidores, é atribuído o tempo médio de reparo (MTTR), necessário a realização do serviço de manutenção corretiva.

Premissas:

1) Neste estudo não estão disponíveis dados para a determinação de tempos médios de seccionamento e transferência por interrupção, apenas o tempo total de reparo de cada interrupção.

Assim, no modelo do sistema serão considerados tempos médios de seccionamento e transferência fixos para todas as interrupções. Normalmente o tempo necessário ao fechamento de uma chave de distribuição normalmente aberta (NA) para a transferência de carga é superior ao tempo necessário para isolar o defeito na rede.

2) A influência dos tempos de restabelecimento e transferência de carga no cálculo da confiabilidade do sistema poderá ser realizada em uma avaliação posterior por meio de uma análise de sensibilidade. Neste trabalho, não está sendo avaliada a capacidade de transferência de carga, considerando que o sistema possui plena capacidade de transferência.

3.4 Avaliação de Confiabilidade Preditiva

3.4.1 Representação Topológica do Sistema

A representação de um sistema de distribuição pode ser realizada utilizando a teoria de grafos. Um grafo é uma coleção de nós ou vértices e uma coleção de linhas que conectam os nós. Se as linhas do grafo possuem direção, então se denominam arcos, resultando em um grafo orientado (Christofides, 1975).

Considere o sistema de distribuição radial simplificado apresentado na Figura 20.

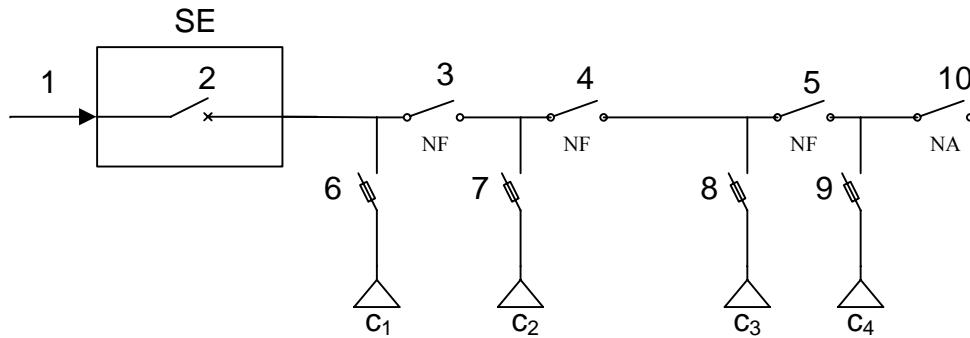


Figura 20 – Sistema de distribuição radial simplificado.

Onde:

—/— Disjuntor;

—/— Chave para normalmente fechada (NF) ou aberta (NA);

—/— Chave fusível;

△ Transformador de distribuição e consumidores conectados.

Definem-se os equipamentos que serão representados no estudo (disjuntor da subestação, chaves de distribuição e chaves fusíveis) como os nós do grafo. O par de nós que conectam dois equipamentos representam os arcos e o sentido do fluxo de energia dá orientação ao grafo. O nó 1 está representando o suprimento de energia da subestação.

O grafo orientado do sistema de distribuição está apresentado na Figura 21. Equipamentos localizados em pontos intermediários entre outros dois equipamentos são conectados nos equipamentos precedentes, no sentido da orientação do grafo. Consideram-se os consumidores como pontos de carga concentrados no equipamento imediatamente precedente, portanto nas chaves fusíveis. Este sistema possui 10 nós e 9 arcos.

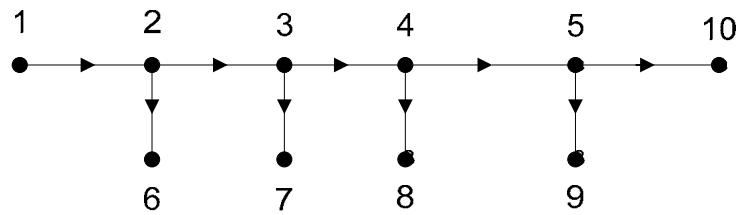


Figura 21 – Grafo orientado do sistema de distribuição radial.

Assim, para os grafos de um sistema de distribuição radial com n nós, formam-se $n-1$ arcos, onde n é o número de nós do sistema considerado. Forma-se uma lista de conectividade de equipamentos ou dos arcos do grafo do sistema, que descreve as relações de interconexão entre os equipamentos, e estão apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Lista de conectividade.

De	Para
1	2
2	3
3	4
4	5
2	6
3	7
4	8
5	9
5	10

A matriz de adjacência (A), de tamanho $n \times n$, é formada a partir dos arcos contidos nas linhas da lista de conectividade da rede. Faz-se A_{ij} igual a 1, para i igual ao elemento da primeira coluna (*De*) e j igual ao elemento da segunda coluna (*Para*), percorrendo todas as linhas da lista de conectividade. A matriz de adjacência é a representação matricial da topologia da rede (Christofides, 1975).

De acordo com a lista de conectividade, monta-se a matriz de adjacência (3.1) do sistema da Figura 20. Em um grafo orientado, de um sistema de distribuição radial, não existe conectividade nos nós terminais. A matriz de adjacência indica a conexão entre os nós das linhas (*DE*) e colunas (*PARA*) no sentido de orientação do grafo.

$$A = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3.1)$$

A matriz de alcance (R) pode ser obtida utilizando a equação (3.2), substituindo os elementos não nulos por 1. A matriz de alcance indica se um determinado nó (linhas) pode alcançar, por meio de arcos, outro nó (colunas) do grafo (Christofides, 1975).

$$R = (I + A)^{n-1} \quad (3.2)$$

A matriz de alcance do sistema está apresentada em (3.3).

$$R = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3.3)$$

Nota-se que o nó inicial alcança todos os equipamentos conectados à jusante, pois existem arcos conectando a todos os nós. Porém os nós terminais (chaves fusíveis) não alcançam mais nenhum outro nó, devido ao sentido de orientação do grafo.

Observando as colunas da matriz de alcance, de um sistema radial, tem-se o caminho da fonte até determinado nó. Assim, a matriz de alcance permite se conhecer os nós do sistema que estão à jusante e à montante de cada nó avaliado.

3.4.2 Modelagem dos Componentes

Os equipamentos a serem modelados e seus respectivos parâmetros de confiabilidade são aqueles apresentados abaixo, onde o índice λ_p corresponde a taxa de falhas permanentes no sistema:

- Disjuntor da subestação (λ_p , MTTR);
- Linha aérea de distribuição (λ_p , MTTR);
- Chave faca de distribuição (λ_p , MTTR, MTTS, MTTT) ;
- Chave fusível (λ_p , MTTR);
- Religador (λ_p , MTTR);
- Seccionalizador (λ_p , MTTR);

3.4.3 Matriz Lógico-Estrutural

A matriz lógico-estrutural permite a estruturação dos dados na forma matricial, para cálculo dos índices de desempenho. Portanto, a utilização desta metodologia se torna muito atrativa e eficiente do ponto de vista computacional.

A matriz lógico-estrutural considera todos os nós do grafo do sistema de distribuição e se baseia nas contribuições das falhas desses nós em todos os outros nós. Assim, as colunas da matriz representam os nós sob falta, enquanto as linhas representam os nós atingidos pela falta considerada.

Por meio da relação lógica de restabelecimento do fornecimento de energia, considerando a topologia da rede, localização de dispositivos de proteção e seccionamento existente no alimentador, identificam-se os tempos necessários para o restabelecimento dos nós atingidos para cada nó sob falta.

Desse modo, os nós podem assumir três tipos distintos de tempo para o restabelecimento do fornecimento de energia:

- Tempo Médio de Reparo (MTTR);
- Tempo Médio de Seccionamento (MTTS);
- Tempo Médio de Transferência (MTTT).

Todos os tempos estão sendo considerados a partir do instante de atendimento da reclamação dos usuários ou atuação do disjuntor da subestação até o fim da realização do serviço de reparo, seccionamento e transferência.

Considere o sistema da Figura 20, assumindo que todos os consumidores possam ser restabelecidos pela transferência de carga para outro alimentador e que os tempos de seccionamento e transferência sejam iguais para todos os nós. A Tabela 10 apresenta a matriz lógico-estrutural para os respectivos tempos de restabelecimento (MLE_T).

Tabela 10 – Matriz Lógico-Estrutural de tempos de restabelecimento (MLE_T).

		Nós sob Falta									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nós Atingidos	1	MTTR ₁	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	MTTT	MTTR ₂	MTTS	MTTS	MTTS	-	-	-	-	MTTS
	3	MTTT	MTTT	MTTR ₃	MTTS	MTTS	-	-	-	-	MTTS
	4	MTTT	MTTT	MTTT	MTTR ₄	MTTS	-	-	-	-	MTTS
	5	MTTT	MTTT	MTTT	MTTT	MTTR ₅	-	-	-	-	MTTS
	6	MTTT	MTTR ₂	MTTS	MTTS	MTTS	MTTR ₆	-	-	-	MTTS
	7	MTTT	MTTT	MTTR ₃	MTTS	MTTS	-	MTTR ₇	-	-	MTTS
	8	MTTT	MTTT	MTTT	MTTR ₄	MTTS	-	-	MTTR ₈	-	MTTS
	9	MTTT	MTTT	MTTT	MTTT	MTTR ₅	-	-	-	MTTR ₉	MTTS
	10	MTTT	MTTT	MTTT	MTTT	MTTT	-	-	-	-	MTTR ₁₀

Sob a ótica da teoria de grafos, os blocos utilizados por Dias (2002) são os arcos do grafo orientado. Na matriz lógico-estrutural proposta, todos os nós são equipamentos, por isso as falhas permanentes dos arcos, ou seja, na linha de distribuição do tronco do alimentador e ramais, são atribuídas ao nó ou à chave de distribuição precedente, no sentido de orientação do grafo.

Assim, o valor da taxa de falha dos componentes de seccionamento (chaves de distribuição) representa a atuação deste dispositivo para isolar o defeito ocorrido no trecho de rede à jusante do dispositivo até a próxima chave.

Será mostrado que essa consideração se torna bastante conveniente do ponto de vista de manipulação de dados, uma vez que os registros de ocorrências de interrupção

permanente estão diretamente associados à atuação dos equipamentos de proteção da rede.

A partir da matriz lógico-estrutural de tempos de restabelecimento (MLE_T) pode-se definir a matriz lógico-estrutural de taxas de falhas (MLE_{TF}), pois já foram realizadas as avaliações necessárias para identificação dos nós atingidos pelo nó sob falta. Assim, é atribuída a todos os nós atingidos a taxa de falha do nó sob falta.

A matriz lógico-estrutural de taxa de falha (MLE_{TF}) está apresentada na Tabela 11.

Tabela 11 – Matriz Lógico-Estrutural de taxa de falhas (MLE_{TF}).

		Nós sob Falta									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nós Atingidos	1	λ_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	-	-	-	-	λ_{10}
	3	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	-	-	-	-	λ_{10}
	4	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	-	-	-	-	λ_{10}
	5	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	-	-	-	-	λ_{10}
	6	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6	-	-	-	λ_{10}
	7	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	-	λ_7	-	-	λ_{10}
	8	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	-	-	λ_8	-	λ_{10}
	9	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	-	-	-	λ_9	λ_{10}
	10	λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	-	-	-	-	λ_{10}

A taxa de falha equivalente série do nó é obtida utilizando a equação (3.4).

$$\lambda_s(i) = \sum_{j=1}^n MLE_{TF_{i,j}} \quad (3.4)$$

Obtém-se a matriz lógico-estrutural de indisponibilidade (MLE_U) usando a equação (3.5).

$$MLE_U(i, j) = MLE_{TF_{i,j}} \cdot MLE_{T_{i,j}} \quad (3.5)$$

A indisponibilidade equivalente série do nó é obtido usando a equação (3.6).

$$U_s(i) = \sum_{j=1}^n MLE_{U_{i,j}} \quad (3.6)$$

Considerando o sistema de distribuição composto de diversos alimentadores, podem-se calcular os indicadores DEC à priori, FEC à priori e ENS à priori, para cada consumidor de determinado alimentador, com base nas equações (3.4), (3.5) e (3.6), conforme mostrado nas equações (3.7), (3.8) e (3.9), respectivamente.

$$DEC_{\hat{a} \text{ priori}}(al, i) = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n MLE_{U_{i,j}} . Nc_i}{Nc_{total}} \quad (3.7)$$

$$FEC_{\hat{a} \text{ priori}}(al, i) = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n MLE_{TF_{i,j}} . Nc_i}{Nc_{total}} \quad (3.8)$$

$$ENS_{\hat{a} \text{ priori}}(al, i) = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n MLE_{U_{i,j}} . P_{inst_i} . Fd_i}{Nc_{total}} \quad (3.9)$$

Onde:

MLE_{TF} :	Matriz lógico-estrutural de taxa de falha;
MLE_T :	Matriz lógico-estrutural de tempo de restabelecimento;
MLE_U :	Matriz lógico-estrutural de indisponibilidade;
$N_c(i)$:	Número de consumidores do nó atingido;
$P_{inst(i)}$:	Potência instalada do nó atingido;
$Fd(i)$:	Fator de demanda do nó atingido;
Nc_{total} :	Número de consumidores total do conjunto que o nó atingido pertence;
i :	Nó atingido;
j :	Nó sob falta;
al :	Alimentador avaliado.

Ressalta-se que o cálculo do número de consumidores total do conjunto (Nc_{total}) e a identificação à qual conjunto o nó pertence é realizado antes do cálculo dos indicadores. Desse modo, ao mesmo tempo em que são calculados os indicadores dos consumidores, soma-se a contribuição dos consumidores para os conjuntos avaliados.

Um exemplo da formação das matrizes lógico-estruturais, do sistema radial apresentado na Figura 20, encontra-se no Apêndice A deste trabalho.

3.5 Estudos de Priorização

Os dados para a avaliação do sistema, que podem ser utilizados como critérios, estão cadastrados conforme apresentados na base de dados de interrupção e de equipamentos. Desse modo, os dados podem ser estruturados de acordo com o nível hierárquico do sistema avaliado. Neste trabalho, há o interesse em se determinar os alimentadores e as causas de interrupção que devem ser priorizadas.

A determinação dos critérios utilizados e a medida apropriada serão definidas por meio de estudos de correlação. É importante ressaltar que dados discrepantes na base de dados históricos possuem forte influência nos estudos de correlação e necessitam ser excluídos da análise.

Será considerada nos estudos de priorização a média móvel anual, referente aos 12 meses anteriores ao mês em análise. Essa média permite a retirada do efeito da sazonalidade nos dados.

Assim, os dados dos alimentadores são armazenados na forma de uma matriz X genérica, de tamanho $n \times m$ (número de alimentadores do conjunto por número de critérios), de acordo com (3.10).

$$X = \begin{bmatrix} X_1(1) & X_1(2) & \cdots & X_1(m) \\ X_2(1) & X_2(2) & \cdots & X_2(m) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ X_n(1) & X_n(2) & \cdots & X_n(m) \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Do mesmo modo, os dados relativos às causas são armazenados na forma de uma matriz X genérica, de tamanho $n \times m$ (número de causas por número de critérios). Os dados das causas podem ser acumulados para o conjunto em análise ou para o alimentador em análise.

Cada elemento da matriz X genérica corresponde à média móvel anual do alimentador ou causa relativo ao respectivo critério. O sistema SIMO possui um cadastro de 99 causas de interrupção do seu sistema de distribuição que estão apresentadas no Anexo A (Celesc, 2003).

Serão implementadas metodologias com abordagem multicritério, incluindo um sistema *fuzzy* de apoio à tomada de decisão, para avaliação de priorização de alimentadores e causas de interrupção.

3.5.1 Método ELETROBRÁS/CODI

De acordo com este método, obtém-se a matriz dos valores normalizados dividindo-se os dados de entrada de cada alimentador ou causa com relação ao critério analisado pelo maior valor de cada critério, conforme a equação (3.11).

$$N = \frac{X_i(j)}{\text{Máx}_i X_i(j)}, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad j = 1, 2, \dots, m. \quad (3.11)$$

A matriz com os valores normalizados e ponderados pelos pesos escolhidos para cada critério é calculado por (3.12), onde P é o vetor de pesos.

$$NP = N_i(j) \times P(j), \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad j = 1, 2, \dots, m. \quad (3.12)$$

A função objetivo é dada pela soma ponderada dos critérios, de modo que cada alimentador ou causa apresente um resultado de acordo com (3.13).

$$Y_i = \sum_{j=1}^m NP_i(j), \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (3.13)$$

O resultado do problema, que representa o pior alimentador, é obtido pela equação (3.14).

$$X^o = \arg \text{Máx}_i Y_i \quad (3.14)$$

Assim, a lista ordenada para priorização dos alimentadores ou causas ocorre identificando na ordem decrescente de valores de Y_i .

3.5.2 Operador Mínimo e Produto

Os dados de entrada dos alimentadores ou causas com relação aos critérios utilizados são da mesma forma que em (3.10). Porém, a normalização e ponderação para os métodos utilizando o operador *mínimo* e *produtos* são calculados por (3.15).

$$NP = \left[\frac{X_{al}(i) - \underset{al \in AL}{\text{Mín}} X_{al}(i)}{\underset{al \in AL}{\text{Máx}} X_{al}(i) - \underset{al \in AL}{\text{Mín}} X_{al}(i)} \right]^{P(i)}, \quad al = 1, 2, \dots, n; \quad i = 1, 2, \dots, m.. \quad (3.15)$$

Assim, normalizam-se os dados de um critério ao mesmo tempo em que se introduz seu nível de importância (Canha *et al.*, 2006). A função objetivo para o operador *mínimo* é dada por (3.16), ou seja, o resultado da função objetivo é o menor valor dentre os critérios de cada alimentador ou causa.

$$Y_i = \underset{j}{\text{Mín}} NP_i(j), \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (3.16)$$

A função objetivo para o operador *produto* é dado por (3.17), ou seja, o resultado da função objetivo é o produto dos valores dos critérios de cada alimentador ou causa.

$$Y_i = \prod_{j=1}^m NP_i(j), \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (3.17)$$

Assim a solução para o problema multicritério consiste em se encontrar o maior argumento dentre o método escolhido. Os resultados do problema para o operador *mínimo* e *produto* estão apresentados nas equações (3.18) e (3.19), respectivamente.

$$X^o = \arg \underset{i}{\text{Máx}} Y_i = \arg \underset{i}{\text{Máx}} \underset{j}{\text{Mín}} NP_i(j), \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (3.18)$$

$$X^o = \arg \underset{i}{\text{Máx}} Y_i = \arg \underset{i}{\text{Máx}} \prod_{j=1}^m NP_i(j), \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (3.19)$$

3.5.3 Teoria Grey

Os passos necessários para a construção do modelo Grey estão apresentados abaixo:

- 1) Estabelecer a série comparativa;
- 2) Estabelecer a série padrão;
- 3) Obter a diferença entre a série comparativa e padrão;
- 4) Calcular o coeficiente relacional Grey;
- 5) Determinar o grau de relação;
- 6) Classificar a prioridade do risco.

Os dados de entrada do modelo de priorização Grey, que são chamados de série comparativa, é o mesmo definido em (3.13). Define-se uma série padrão X_0 , que representa os menores valores de cada critério, de acordo com (3.20).

$$X_0 = \begin{bmatrix} \text{Mín } X_i(1) & \text{Mín } X_i(2) & \dots & \text{Mín } X_i(m) \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Em seguida, obtêm-se a matriz de diferença entre a série padrão e a série comparativa, da forma dada por (3.21).

$$D = \begin{bmatrix} \Delta_{01}(1) & \Delta_{01}(2) & \dots & \Delta_{01}(m) \\ \Delta_{02}(1) & \Delta_{02}(2) & \dots & \Delta_{02}(m) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \Delta_{0n}(1) & \Delta_{0n}(2) & \dots & \Delta_{0n}(m) \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Onde, os elementos da matriz D são calculados por (3.22).

$$\Delta_{0i}(j) = \|X_o(i) - X_i(j)\|, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad j = 1, 2, \dots, m. \quad (3.22)$$

Obtêm-se a matriz de coeficiente relacional Grey da forma dada por (3.23).

$$\gamma = \begin{bmatrix} \gamma_{01}(1) & \gamma_{01}(2) & \dots & \gamma_{01}(m) \\ \gamma_{02}(1) & \gamma_{02}(2) & \dots & \gamma_{02}(m) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \gamma_{0n}(1) & \gamma_{0n}(2) & \dots & \gamma_{0n}(m) \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Onde o coeficiente relacional de cada elemento é calculado por (3.24).

$$\gamma_{0i}(j) = \frac{\Delta_{min} + \zeta \cdot \Delta_{max}}{\Delta_{0i}(i) + \zeta \cdot \Delta_{max}}, \quad i = 1, 2, \dots, n; j = 1, 2, \dots, m. \quad (3.24)$$

Δ_{min} e Δ_{max} são o menor e o maior valor de todos os elementos da matriz de acordo com (3.25) e (3.26), respectivamente.

$$\Delta_{min} = \underset{i}{\text{Mín}} \underset{j}{\text{Mín}} \|X_0(j) - X_i(j)\| \quad (3.25)$$

$$\Delta_{max} = \underset{i}{\text{Máx}} \underset{j}{\text{Máx}} \|X_0(j) - X_i(j)\| \quad (3.26)$$

E ζ (zeta) é um identificador, $\zeta \in [0,1]$, que afeta apenas o valor do risco sem mudanças de priorização, onde usualmente $\zeta = 0,5$. O grau de relação entre a série padrão e a série comparativa do alimentador ou causa é obtido calculando a média ponderada dos coeficientes de relação dos critérios com seus respectivos pesos, de acordo com (3.27).

$$\Gamma_{0i} = \sum_{j=1}^m \gamma_{0i}(j) \cdot P(j) \quad (3.27)$$

Assim, em (3.27) encontramos os valores dos alimentadores que possuem a maior relação com a série padrão, que representam o desempenho de um alimentador ótimo para cada critério.

Desse modo para o resultado de classificação dos piores alimentadores, toma-se o maior argumento do complemento do grau de relação ou o menor argumento do grau de relação, como em (3.28).

$$X^o = \arg \text{Máx}(1 - \Gamma_{0i}) = \arg \text{Mín}(\Gamma_{0i}) \quad (3.28)$$

Será utilizada a função do tipo maximização para efeitos de comparação com as outras metodologias utilizadas. Os detalhes deste processo de minimização pode ser encontrado em Chang *et al* (1999; 2001) e Leal *et al.* (2006).

3.5.4 Sistema *Fuzzy*

O esquema do sistema *fuzzy* de priorização de alimentadores e causas está apresentado na Figura 22. O sistema *fuzzy* não utiliza os pesos para cada critério, utilizados nas metodologias anteriores. Os níveis de importância são definidos no conjunto de regras, onde o resultado da implicação dos critérios selecionados é mapeado nos conjuntos dos termos lingüísticos da função de pertinência de saída. Serão utilizados três critérios de entrada, definidos no estudo de correlação apresentados na análise histórica do estudo de caso do conjunto Florianópolis, item 4.3.1.

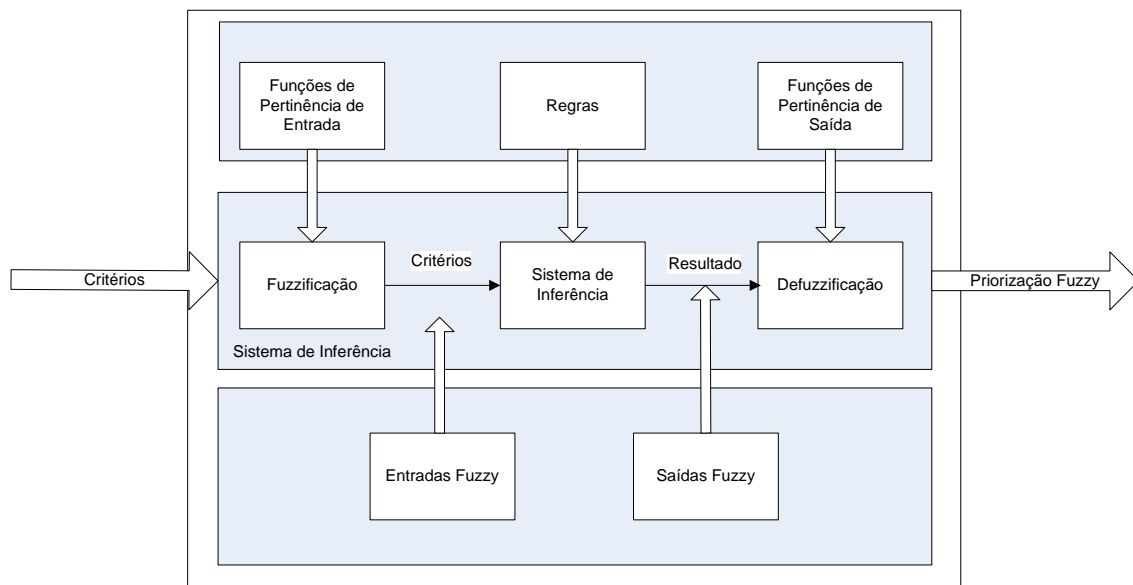


Figura 22 – Sistema de priorização de alimentadores *Fuzzy*.

Para o estudo de priorização de alimentadores serão implementados oito sistemas *fuzzy* com características distintas. As características dos sistemas *fuzzy* implementados estão apresentadas na Tabela 12.

Tabela 12 – Características dos sistemas fuzzy.

Sistema	Operadores				Regras	Tipo da Função de Pertinência
	E	Implicação	Agregação	Defuzzificação		
Fuzzy 1	MÍN	MÍN	MÁX	CENTRÓIDE	125	GAUSSIANA
Fuzzy 2	MÍN	MÍN	MÁX	SOM	125	GAUSSIANA
Fuzzy 3	MÍN	MÍN	MÁX	MOM	125	GAUSSIANA
Fuzzy 4	MÍN	MÍN	MÁX	LOM	125	GAUSSIANA
Fuzzy 5	MÍN	MÍN	PROB	CENTRÓIDE	125	GAUSSIANA
Fuzzy 6	MÍN	MÍN	SUM	CENTRÓIDE	125	GAUSSIANA
Fuzzy 7	MÍN	MÍN	MÁX	CENTRÓIDE	27	GAUSSIANA
Fuzzy 8	MÍN	MÍN	MÁX	CENTRÓIDE	27	TRIANGULAR

A diferença dos quatro primeiros sistemas é o método utilizado para a *defuzzificação*. A diferença entre os sistemas 1, 5 e 6 é o método utilizado para a agregação. Todos esses sistemas possuem o mesmo conjunto de regras.

A diferença entre os sistemas 1 e 7 está na quantidade de regras, uma vez que o sistema 1 possui cinco funções de pertinência, para cada critério de entrada, resultando em 5^3 regras, enquanto o sistema 7 possui 3 funções de pertinência, para cada critério de entrada, resultando em 3^3 regras. Finalmente, a diferença entre os sistemas 7 e 8 consiste no tipo de função de pertinência utilizada, gaussiana e triangular, respectivamente. Esses dois sistemas possuem o mesmo conjunto de regras.

Todos os sistemas possuem 9 funções de pertinência de saída de acordo com o tipo função de pertinência utilizada nas entradas. As regras e as funções de pertinência utilizadas nos sistemas se encontram no Apêndice B.

3.5.5 RPN (Número de Priorização de Risco)

O método utilizado para determinação do número de priorização de risco é aquele utilizado por Vaz *et al.* (2006), onde o único critério subjetivo é o critério de detecção. A escala dos outros critérios será determinada pela avaliação dos seus histogramas e está apresentada no Apêndice C.

Capítulo 4

Resultados

4.1 Indicadores Históricos

Os resultados históricos anuais dos indicadores permitem conhecer a evolução do desempenho do sistema em estudo. A Figura 23 apresenta os indicadores DEC anuais dos conjuntos avaliados.

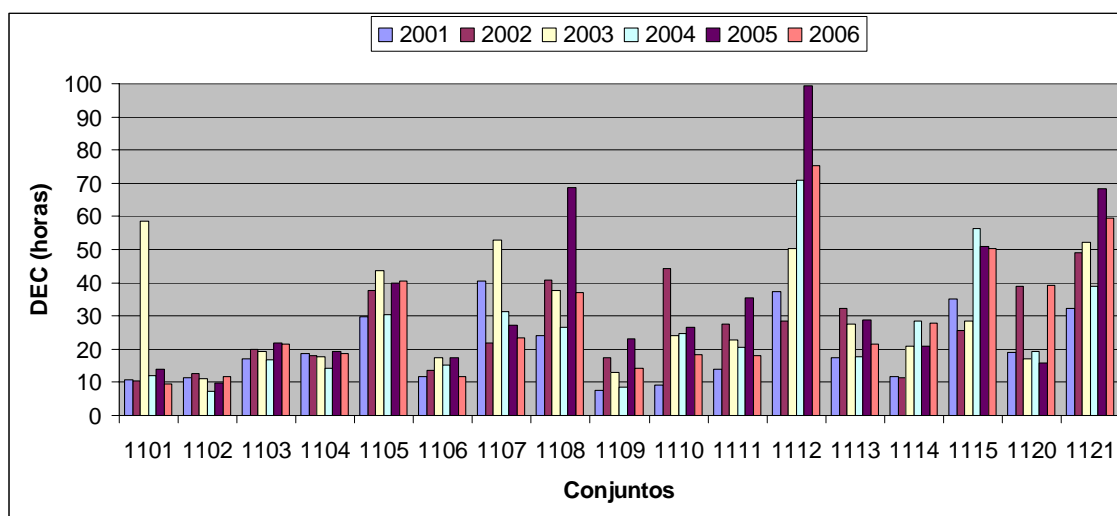


Figura 23- Indicadores DEC dos conjuntos. Fonte: ANEEL.

Verifica-se que o indicador DEC não possui um comportamento anual bem definido. Em alguns conjuntos, notam-se variações significativas dos valores em relação aos outros anos.

Esse comportamento é muitas vezes decorrência de eventos considerados críticos para o sistema, ou seja, aquelas interrupções com valores relativamente altos para o tempo de reparo e quantidade de consumidores, como o “Apagão” ocorrido em 2003, no conjunto Florianópolis (1101).

Percebe-se nesta figura que alguns conjuntos apresentaram uma tendência de crescimento dos indicadores como, por exemplo, o conjunto 1121. Contudo, não se pode afirmar à priori que consiste em uma depreciação do sistema, visto que em 2004 ocorreu uma revisão tarifária da concessionária, havendo, portanto, um reajuste de metas de indicadores e um reagrupamento de consumidores na formação dos conjuntos.

A Figura 24 apresenta os indicadores FEC anuais dos conjuntos avaliados. Nota-se que o indicador FEC é bem mais comportado que o DEC. Como pode ser visto, apesar de um valor anual muito alto de DEC para o conjunto Florianópolis em 2003, o mesmo não ocorreu para o FEC, pois o problema foi o tempo de reparo de uma falha extremamente grave no suprimento do conjunto e não uma sequência de várias interrupções.

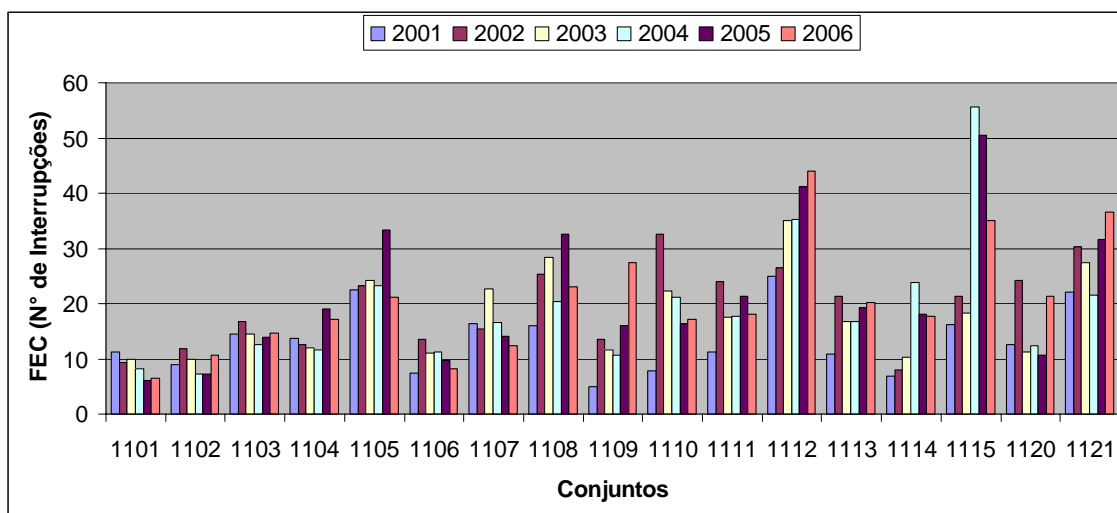


Figura 24 – Indicadores FEC dos conjuntos. Fonte: ANEEL.

4.2 Indicadores Estimados: $DEC_{\text{à priori}}$ e $FEC_{\text{à priori}}$

Como a base de dados de interrupção e de equipamentos é o ponto de partida do estudo, alguns pontos devem ser ressaltados. A base de dados de interrupção compreende o período de 01/01/2003 à 10/09/2006.

Uma vez que não houve variação dos dados de equipamentos na segunda tomada de dados, em 10/09/2006, não será realizada análise nesse período por não consistir na real topologia da rede existente naquele instante. A análise será realizada com os dados de equipamentos referente à primeira aquisição de dados, em 10/06/2006, considerando os dados de interrupção até essa data.

Tendo isso em vista, para a realização da análise de confiabilidade preditiva, serão considerados os seguintes parâmetros e valores:

- Tempo médio de seccionamento (MTTS): 0,5 hrs;
- Tempo médio de transferência (MTTT): 0,75 hrs;
- Tempo médio de reparo (MTTR) individual para cada equipamento da BT;
- Taxa de falha individual para cada equipamento da BT;
- Taxa de falha constante por trecho na MT;
- Tempo médio de reparo (MTTR) constante por trecho na MT;
- Topologia da rede existente na aquisição dos dados.

Foram realizadas avaliações para estimação dos indicadores anuais, considerando três períodos distintos para o cálculo da taxa de falha e tempo médio de reparo. Assim, foi utilizado todo o histórico, 2 anos e também somente 1 ano de dados anteriores à data de 10/06/2006.

A Figura 25 apresenta os resultados encontrados para os indicadores $DEC_{\text{à priori}}$ para os diferentes períodos de análise, os valores ocorridos e as metas dos conjuntos avaliados, para o ano de 2006.

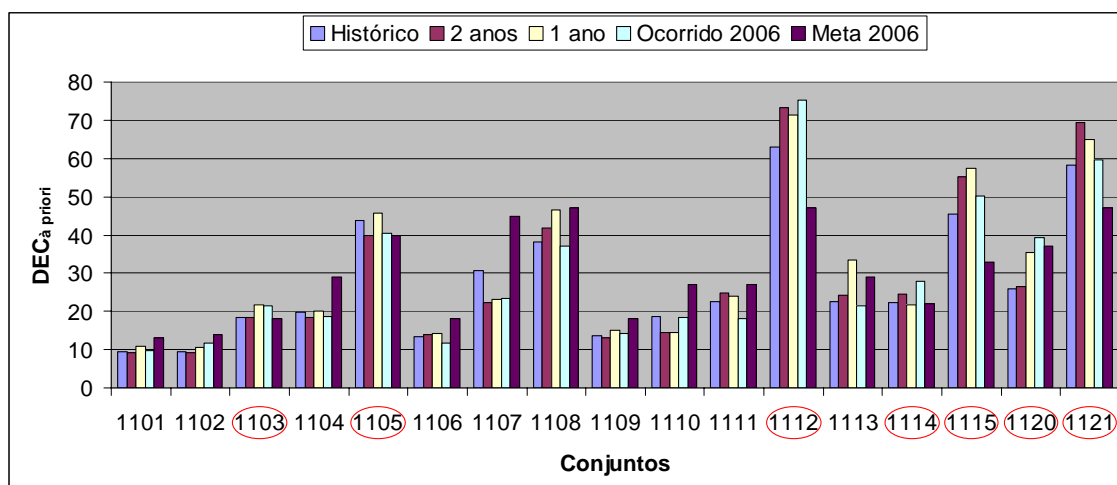


Figura 25 – Indicador $DEC_{\text{à priori}}$ para os diferentes períodos, valores ocorrido e meta para o ano de 2006.

Os conjuntos 1103, 1105, 1112, 1114, 1115, 1120 e 1121 violaram as metas anuais de 2006. Nota-se uma variação significativa e distinta para cada conjunto dependendo do período de dados utilizado.

A Figura 26 apresenta os resultados encontrados para o indicador $FEC_{\text{à priori}}$ para os diferentes períodos de análise, os valores ocorridos e as metas dos conjuntos avaliados, para o ano de 2006.

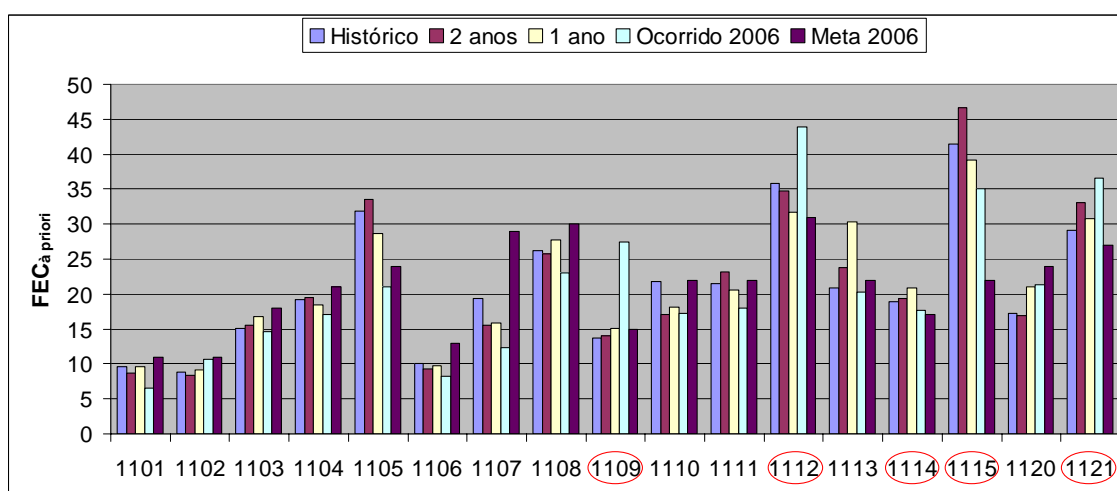


Figura 26 – Indicador $FEC_{\text{à priori}}$ ocorrido e meta para o ano de 2006.

Os conjuntos 1109, 1112, 1114, 1115 e 1121 violaram as metas anuais. Verifica-se, novamente, a variação dos indicadores estimados do conjunto dependendo do período de dados utilizado.

A Tabela 13 apresenta os valores obtidos para os indicadores $DEC_{\text{à priori}}$ e $FEC_{\text{à priori}}$, ressaltando em tom escuro de cinza os valores cujos indicadores ocorridos e estimados violaram as metas estabelecidas. Em tom claro de cinza estão ressaltados os valores cujos indicadores ocorridos e estimados ficaram próximos das metas estabelecidas.

Tabela 13 – $DEC_{\text{à priori}}$ para os diferentes períodos de apuração.

Conjuntos	$DEC_{\text{à priori}}$					$FEC_{\text{à priori}}$				
	Hist.	2 anos	1 ano	Ocorr.	META	Hist.	2 anos	1 ano	Ocorr.	META
1101	9,57	9,13	10,89	9,64	13,00	9,63	8,72	9,68	6,52	11
1102	9,39	9,28	10,61	11,74	14,00	8,77	8,31	9,21	10,71	11
1103	18,31	18,53	21,62	21,37	18,00	15,07	15,61	16,72	14,65	18
1104	19,93	18,53	20,00	18,72	29,00	19,22	19,49	18,46	17,09	21
1105	43,85	39,94	45,65	40,46	40,00	31,86	33,48	28,73	21,07	24
1106	13,36	13,81	14,27	11,68	18,00	10,01	9,24	9,80	8,16	13
1107	30,77	22,26	23,07	23,45	45,00	19,40	15,61	15,88	12,3	29
1108	38,28	41,81	46,59	37,02	47,00	26,22	25,74	27,76	23,05	30
1109	13,69	13,16	15,13	14,34	18,00	13,78	13,99	15,15	27,44	15
1110	18,61	14,36	14,45	18,49	27,00	21,81	17,05	18,13	17,19	22
1111	22,60	24,85	23,94	18,15	27,00	21,53	23,13	20,55	18,04	22
1112	63,09	73,20	71,30	75,19	47,00	35,82	34,76	31,77	43,91	31
1113	22,46	24,39	33,37	21,40	29,00	20,96	23,75	30,35	20,28	22
1114	22,42	24,51	21,60	27,74	22,00	18,98	19,35	20,94	17,63	17
1115	45,42	55,12	57,46	50,30	33,00	41,51	46,59	39,14	35,00	22
1120	25,90	26,41	35,31	39,29	37,00	17,20	16,94	21,00	21,35	24
1121	58,35	69,41	65,04	59,63	47,00	29,18	33,11	30,79	36,63	27

Apesar dos resultados da previsão serem exatamente os valores ocorridos, vide Figura 25 e Figura 26, a capacidade de estimação de violação das metas dos indicadores foi muito boa, considerando para o acerto da estimação de violação que pelo menos em 2 períodos os valores sejam superiores às metas.

Para o DEC se previu 6 dos 7 conjuntos violados, enquanto para o FEC se estimaram 4 dos 5 conjuntos violados. Porém, como pode ser visto para os conjuntos 1105 e 1113, a avaliação indicou uma possível transgressão para o indicador FEC, a qual não se verificou.

Verifica-se também uma variação dos valores estimados, dependendo do período utilizado. Desse modo, os conjuntos podem apresentar características representadas pelos dados mais recentes (1 ano) às características representadas pelos dados mais antigos (histórico).

A utilização de dados mais recentes implica em um acerto maior no caso do sistema apresentar comportamento semelhante ao ano anterior. Porém no caso do ano anterior ter sido atípico, o valor estimado não será condizente com o realizado no ano corrente. A utilização de dados mais antigos implica na obtenção de valores médios dentro do período do histórico utilizado. Deste modo, recomenda-se uma análise prévia deste histórico. A

Tabela 14 apresenta o erro relativo dos indicadores estimados com relação aos valores ocorridos, ressaltando os valores mais próximos do realizado no ano de 2006.

Tabela 14 – Erro relativo DEC_{à priori} e FEC_{à priori}

Conjuntos	Erro DEC _{à priori}			Erro FEC _{à priori}		
	Histórico	2 anos	1 ano	Histórico	2 anos	1 ano
1101	-0,72%	-5,34%	12,99%	47,71%	33,69%	48,44%
1102	-20,05%	-20,98%	-9,63%	-18,07%	-22,42%	-14,00%
1103	-14,31%	-13,29%	1,17%	2,86%	6,53%	14,14%
1104	6,46%	-0,99%	6,83%	12,46%	14,06%	8,02%
1105	8,37%	-1,29%	12,84%	51,23%	58,89%	36,37%
1106	14,39%	18,23%	22,14%	22,67%	13,24%	20,11%
1107	31,23%	-5,07%	-1,63%	57,70%	26,90%	29,09%
1108	3,41%	12,93%	25,84%	13,73%	11,66%	20,43%
1109	-4,55%	-8,20%	5,48%	-49,78%	-49,02%	-44,79%
1110	0,66%	-22,33%	-21,83%	26,86%	-0,80%	5,48%
1111	24,52%	36,90%	31,91%	19,34%	28,20%	13,91%
1112	-16,10%	-2,65%	-5,17%	-18,41%	-20,85%	-27,64%
1113	4,95%	13,96%	55,96%	3,34%	17,13%	49,64%
1114	-19,18%	-11,63%	-22,12%	7,63%	9,76%	18,77%
1115	-9,70%	9,59%	14,22%	18,59%	33,12%	11,83%
1120	-34,09%	-32,79%	-10,14%	-19,45%	-20,68%	-1,64%
1121	-2,15%	16,40%	9,07%	-20,34%	-9,61%	-15,94%

Nota-se que os maiores erros são os do indicador FEC_{à priori}. De acordo com o modelo de avaliação de confiabilidade implementado, quatro parâmetros podem ter

influência nos indicadores estimados: taxa de falha, tempo médio de reparo, tempo médio de seccionamento e tempo médio de transferência. O único parâmetro com influência no indicador $FEC_{\text{à priori}}$ é a taxa de falha dos equipamentos, enquanto todos os parâmetros influenciam o indicador $DEC_{\text{à priori}}$.

As duas principais causas dos erros de previsão podem ser a falta de representatividade dos dados históricos do sistema e a metodologia utilizada para o cálculo da taxa de falha são a principal causa desse erro. Neste sentido, deve-se avaliar se a maior contribuição no erro foi por um ano atípico em 2006, com valores muito abaixo ou acima dos anos anteriores, ou se a taxa de falha constante por trechos não se mostrou adequada para a estimação dos indicadores.

Analisando o conjunto 1101 (Florianópolis), o qual apresentou um erro no $FEC_{\text{à priori}}$ bastante elevado, verifica-se na Figura 24 que seu valor em 2005 foi bem próximo daquele realizado em 2006. Assim, era de se esperar que seu valor estimado com dados de 1 ano apresentasse um erro bem menor do que para um período maior.

No entanto, ainda se precisa avaliar como ocorreu a distribuição do indicador FEC mensalmente, pois há a possibilidade de se ter utilizado dados atípicos dentro do período de análise, uma vez que 1 ano de dados constitui em um curto período para cálculo da taxa de falha e tempo médio de reparo.

De qualquer modo, a metodologia simplificada de cálculo de taxa de falha constante por trecho implica em erros para a estimação. Erros positivos do indicador FEC, apresentam a informação de que as taxas de falha de trechos mais próximos à fonte deveriam possuir valores menores que trechos distantes.

Deste modo uma quantidade menor de consumidores seria afetada mais vezes pelas interrupções ou uma quantidade maior de consumidores seria afetada menos vezes, resultando assim em um valor menor deste indicador.

Embora o erro positivo muito alto para o $FEC_{\text{à priori}}$, como é o caso do conjunto Florianópolis, tenha resultado em um valor $DEC_{\text{à priori}}$ com erros baixos, indicando que os valores de tempo de seccionamento ou tempo de transferência, ou ambos, para este conjunto, está bem abaixo do real.

Para se avaliar melhor a influência dos parâmetros que podem alterar os resultados no indicador $DEC_{\text{à priori}}$, foi conduzida uma análise de sensibilidade com relação aos tempos de seccionamento e transferência.

4.2.1 Análise de Sensibilidade em Relação ao MTTS e MTTT

A sensibilidade de uma função para um parâmetro é dada pela derivada parcial da função com relação ao parâmetro, e é uma medida para quantificar a variação da função a uma perturbação somente deste parâmetro, mantendo todos os outros fixos (Brown, 2002).

A Figura 27 apresenta a variação do indicador $DEC_{\text{à priori}}$ do conjunto Florianópolis em função do tempo de seccionamento. Como pode ser observado na figura, o indicador varia linearmente.

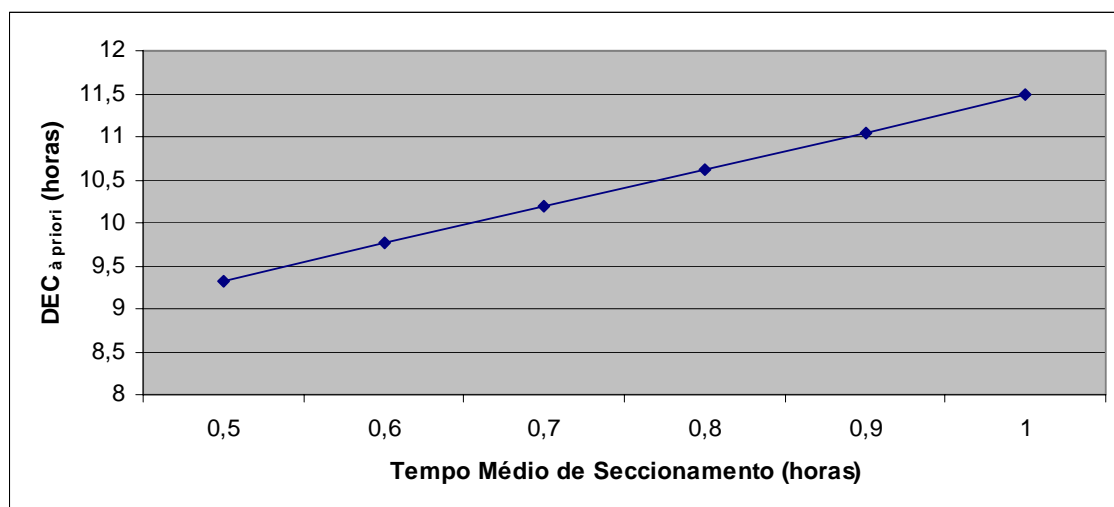


Figura 27 – Indicador DEC conjunto Florianópolis em função do MTTS.

A Figura 28 apresenta a variação do indicador $DEC_{\text{à priori}}$ do conjunto Florianópolis em função do tempo de transferência. Também é verificada uma variação linear do indicador.

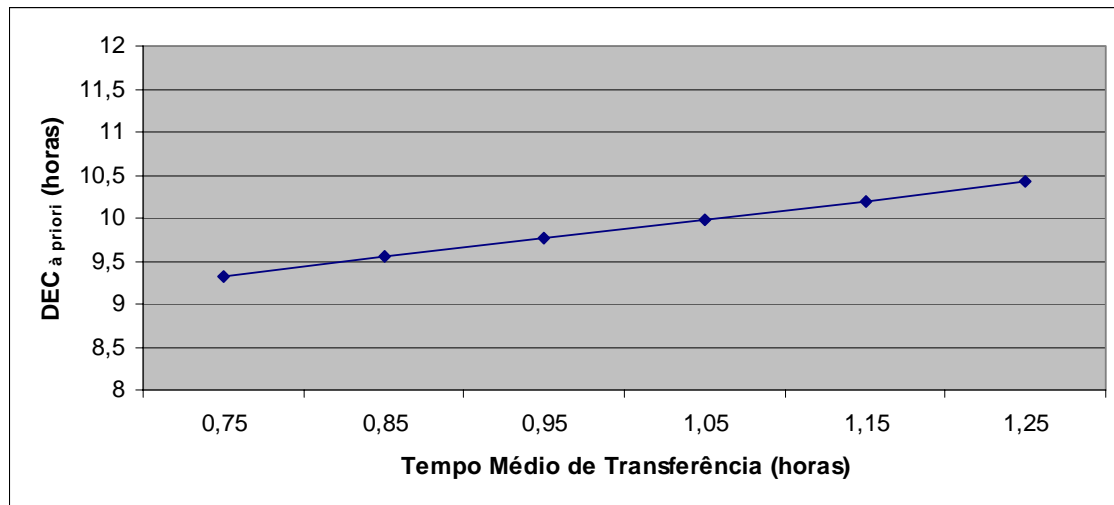


Figura 28 – Indicador DEC conjunto Florianópolis em função do MTTT.

A

Tabela 15 apresenta o resultado da análise de sensibilidade do indicador $DEC_{\text{à priori}}$ de todos os conjuntos, para uma perturbação no tempo médio de seccionamento (MTTS) e tempo médio de transferência (MTTT).

Tabela 15 – Sensibilidade no indicador $DEC_{\text{à priori}}$ dos conjuntos.

Conjunto	Sensibilidade $DEC_{\text{à priori}}$	
	MTTS	MTTT
1101	23 %	17 %
1102	16 %	13 %
1103	15 %	13 %
1104	24 %	04 %
1105	10 %	02 %
1106	14 %	05 %
1107	11 %	06 %
1108	09 %	07 %
1109	20 %	11 %
1110	38 %	06 %
1111	26 %	06 %
1112	05 %	06 %
1113	18 %	14 %
1114	17 %	06 %
1115	09 %	05 %
1120	08 %	09 %
1121	03 %	03 %

Verifica-se que alguns conjuntos, cujos valores estão destacados na Tabela 15, apresentam maior sensibilidade do que outros, principalmente com relação ao tempo médio de seccionamento, devido às configurações das respectivas redes.

4.3 Estudo de Caso – Conjunto Florianópolis: Análise das Priorizações de Alimentadores e Causas de Interrupção.

Foi realizada uma análise do conjunto de Florianópolis, por ser o conjunto mais importante da regional, tendo em vista que apresenta o maior número de consumidores. A avaliação histórica do sistema permitirá conhecer melhor a respeito das condições de operação e manutenção do sistema em análise.

Deste modo foi realizada uma avaliação com uma visão macro do sistema, ou seja, o conjunto como um todo, direcionando para um detalhamento dos problemas, utilizando as metodologias de priorização de alimentadores e causas de interrupção apresentadas.

4.3.1 Análise Histórica

A Figura 29 apresenta o gráfico dos dados mensais, para o número de interrupções (NI) do sistema. Verifica-se um valor muito alto de número de interrupções no mês de agosto de 2005, superando todos os outros valores do histórico. Pode-se considerar esse dado como atípico, pois apresenta aproximadamente 126 interrupções acima da média mensal.

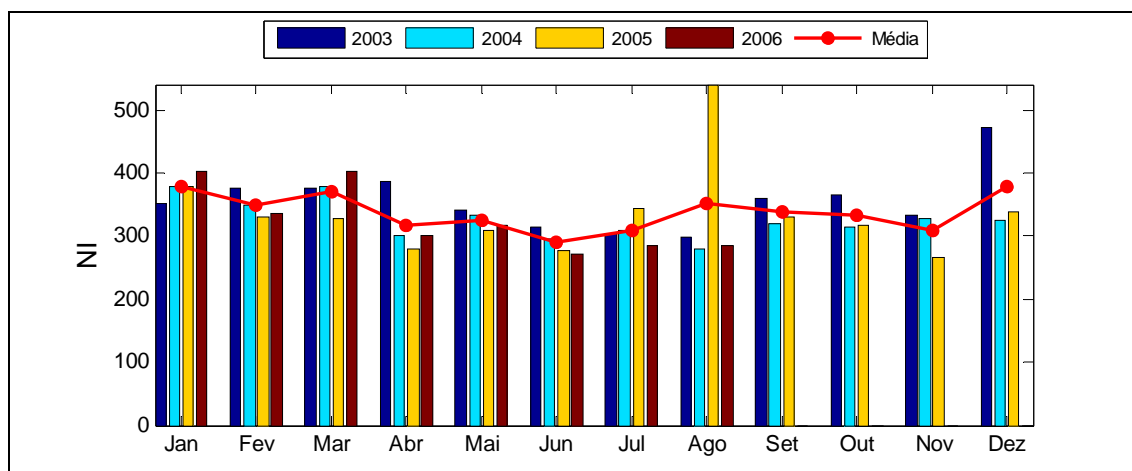


Figura 29 – Número de Interrupções (NI).

Esperava-se que o número de interrupções fosse maior na estação do inverno, que compreende os meses de julho a setembro, devido às interrupções causadas pelas condições climáticas adversas. No entanto, este fato não se verificou nesta série histórica, apresentando as maiores quantidades de interrupções na estação do verão, a qual compreende os meses de janeiro a março. Nesse período há um aumento significativo da população devido ao fato da cidade ser um pólo turístico, atraindo muitos veranistas.

A Figura 30 apresenta o número total de consumidores atingidos (NTCA) mensalmente. Notam-se valores bastante altos nos meses de outubro, novembro e dezembro de 2003, maio de 2004 e agosto de 2005.

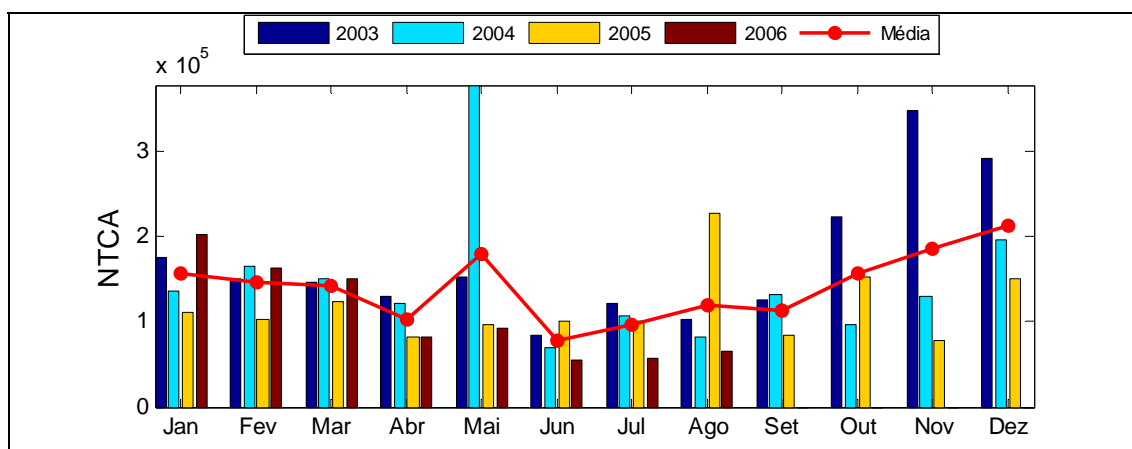


Figura 30 – Número Total de Consumidores Atingidos (NTCA) mensal.

A Figura 31 apresenta a potência total interrompida (PTI) mensalmente, em kVA. O gráfico da PTI apresentou o mesmo comportamento que o NTCA, indicando que há uma forte correlação entre esses parâmetros, a qual será calculada posteriormente.

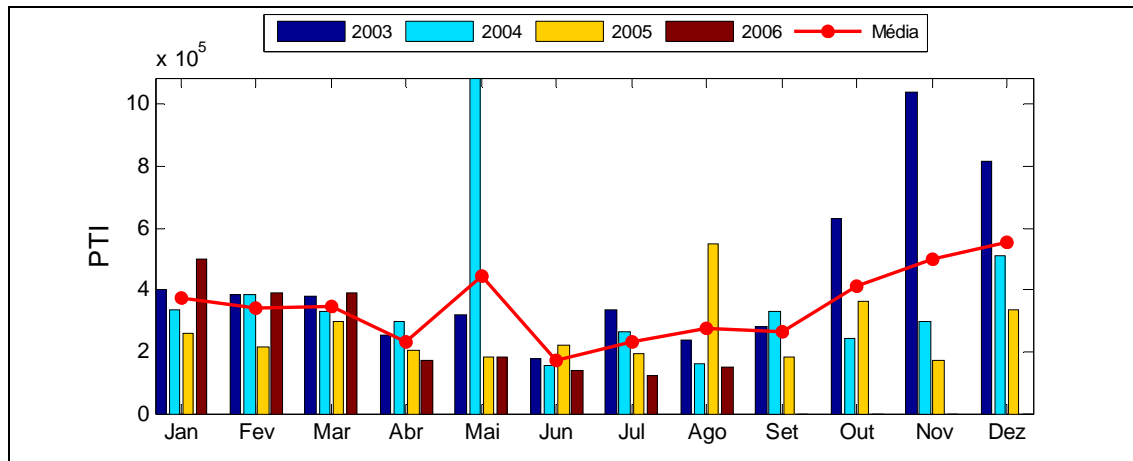


Figura 31 – Potência Total Interrompida (PTI) mensal.

A Figura 32 apresenta o tempo total de reparo (TTR) mensal, em horas. Verifica-se que o mês de agosto de 2005 possui o maior valor da série, mais de 5 vezes maior que os dados deste mês nos outros anos. As principais causas que influenciaram neste mês serão apresentadas no decorrer deste trabalho de análise.

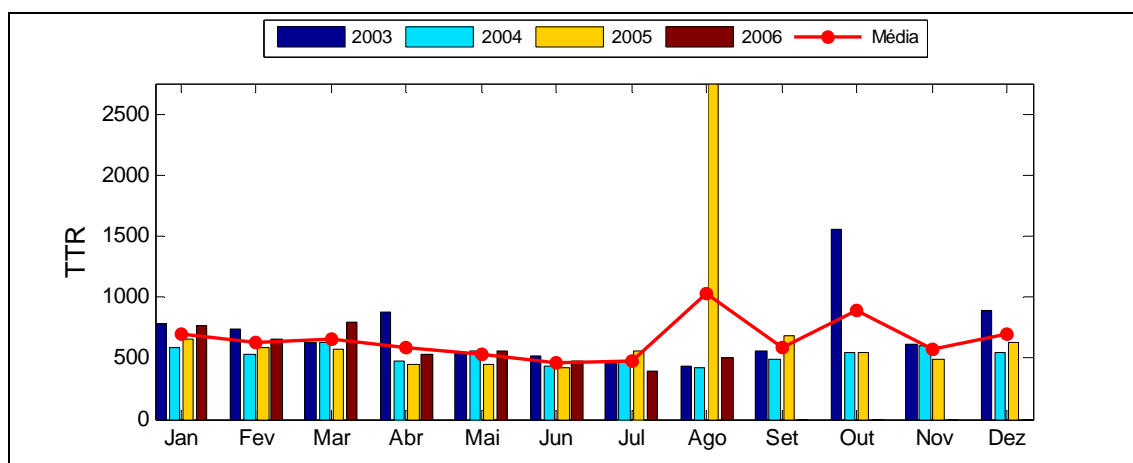


Figura 32 – Tempo Total de Reparo (TTR) mensal.

O cálculo da relação do número total de consumidores atingidos, potência total interrompida e tempo total de reparo mensal pelo número de interrupções no mês em

análise, permitem determinar variações mensais das condições de operação e manutenção do sistema, pois possibilita identificar se houve interrupções com alto grau de severidade no sistema.

Assim, foi calculada a média de consumidores atingidos (MCA), potência média interrompida (PMI) e o tempo médio de reparo (TMR), por interrupção mensal.

A Figura 33 apresenta os resultados mensais da média de consumidores atingidos (MCA) por interrupção. Como o MCA do mês de agosto de 2005 não foi muito superior à média mensal, verifica-se que o NI possui relação direta com NTCA deste mês, ou seja, para um número alto de interrupções houve um número alto de consumidores atingidos, em uma proporção próxima dos outros anos.

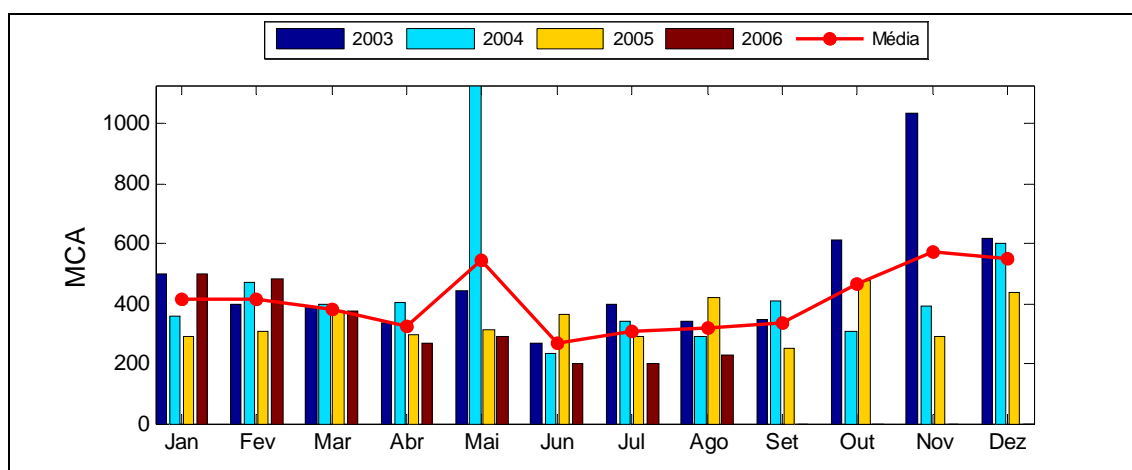


Figura 33 – Média de consumidores atingidos (MCA) mensal.

O mesmo não ocorre para novembro de 2003 e maio de 2004. Proporcionalmente às interrupções ocorridas nesses meses, a quantidade de consumidores atingidos foi bem maior, mais de 1000 consumidores atingidos por interrupção.

A ocorrência desses dados na série altera significativamente a média destes meses. A ocorrência do maior valor da série, maio de 2004, deve-se a 18 interrupções programadas na transmissão (suprimento), atingindo 256.413 consumidores no total. Estes dados não foram retirados da análise, pois é um evento importante para a avaliação do sistema, mostrando a importância de se realizar manutenções em linha viva.

A variação mensal positiva do MCA pode indicar uma piora das condições operativas do sistema, no sentido de que equipamentos essenciais ao fornecimento de energia elétrica, por exemplo, o disjuntor ou equipamentos conectados a um número maior de consumidores têm apresentado problemas, indicando a necessidade de manutenção ou troca do dispositivo.

Porém, a própria manutenção programada implicou na elevação súbita do MCA. Os reflexos da manutenção programada no sistema deve ser motivo de estudo mais detalhado, com o objetivo de se determinar o período esperado em que a melhoria ou alteração realizada acarrete efeitos em termos dos parâmetros e indicadores avaliados.

A variação mensal negativa indica uma melhora do sistema, que pode ser resultado de medidas adotadas em meses anteriores, como por exemplo, uma melhoria na alocação de dispositivos de proteção e manutenções nos equipamentos.

A Figura 34 apresenta a potência média interrompida por interrupção mensal. Verifica-se que o comportamento do PMI é muito semelhante ao do MCA, somente com valores diferentes.

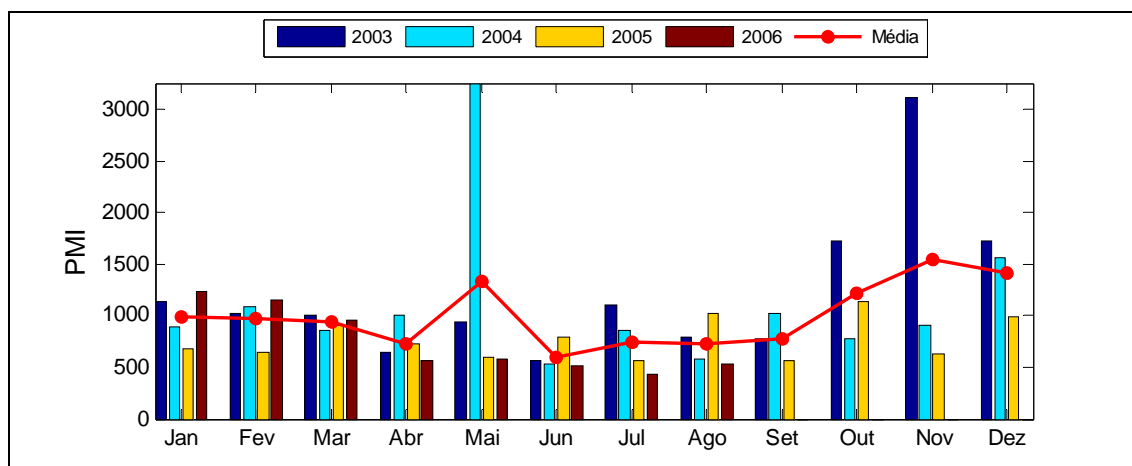


Figura 34 – Potência Média Interrompida (PMI) mensal.

A Figura 35 apresenta o tempo médio de reparo (TMR) mensal. Pode-se notar valores bem acima das médias mensais para os meses de outubro de 2003 e agosto de 2005, chegando a valores acima de 4 e 5 horas de reparo por interrupção, respectivamente.

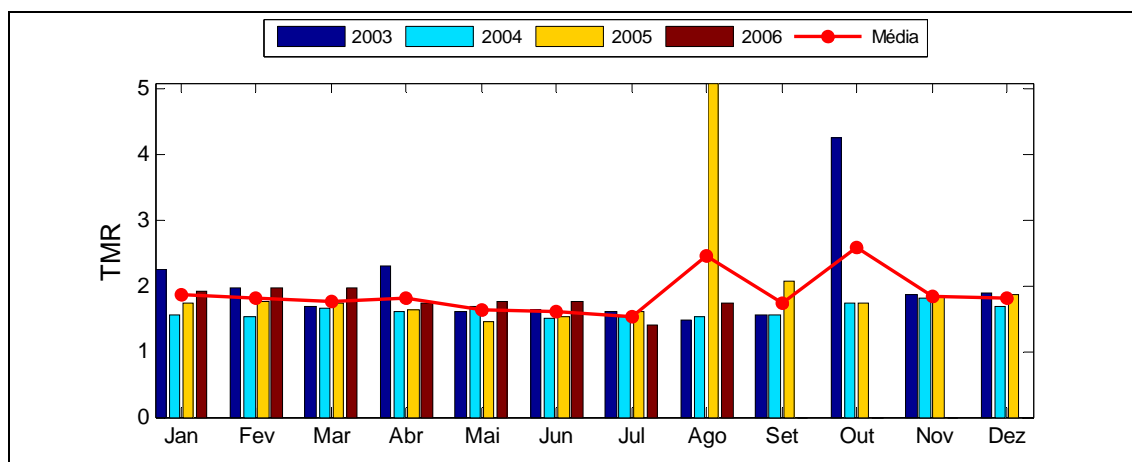


Figura 35 – Tempo Médio de Reparo (TMR) mensal.

A variação mensal positiva do TMR indica uma maior dificuldade na manutenção corretiva do sistema, que podem ser causadas, por exemplo, por dificuldade de localização de defeito ou problemas de maior complexidade. A variação mensal negativa indica uma melhora da equipe de manutenção ao atendimento das ocorrências.

Verifica-se, na base de dados, uma grande quantidade de interrupções ocorridas nos dias 9 e 10 de agosto de 2005, devido a vendaval e vegetação na rede, sendo provavelmente o vendaval a causa primária de interrupção da ocorrência de vegetação na rede. Este fato indica que a equipe de manutenção não conseguiu atender de forma satisfatória as inúmeras interrupções que ocorreram simultaneamente, considerando as condições climáticas desfavoráveis, refletindo deste modo no TMR.

Caso o TMR seja considerado na análise de priorização de causas de interrupção e seja considerado o período onde houve o dia crítico descrito anteriormente, estas causas aparecerão entre as prioritárias.

A Figura 36 apresenta os gráficos mensais do indicador DEC. No final do mês de outubro e início de novembro de 2003, em decorrência do “Apagão”, o valor do indicador DEC chegou ao exorbitante valor mensal de 41,71 horas em outubro, ultrapassando, em muito, as metas mensal, trimestral e anual.

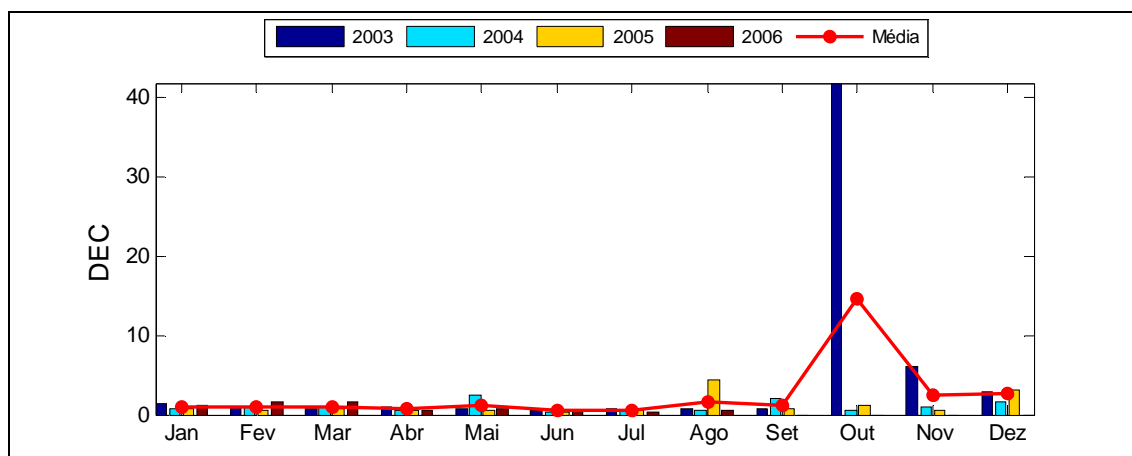


Figura 36 - Indicador DEC.

Na Figura 37 é apresentado o gráfico do indicador DEC em uma escala reduzida para uma melhor visualização do comportamento do DEC ao longo dos meses. A utilização desta interrupção extraordinária na base de dados pode afetar significativamente os resultados obtidos no cálculo de sazonalidade e correlação.

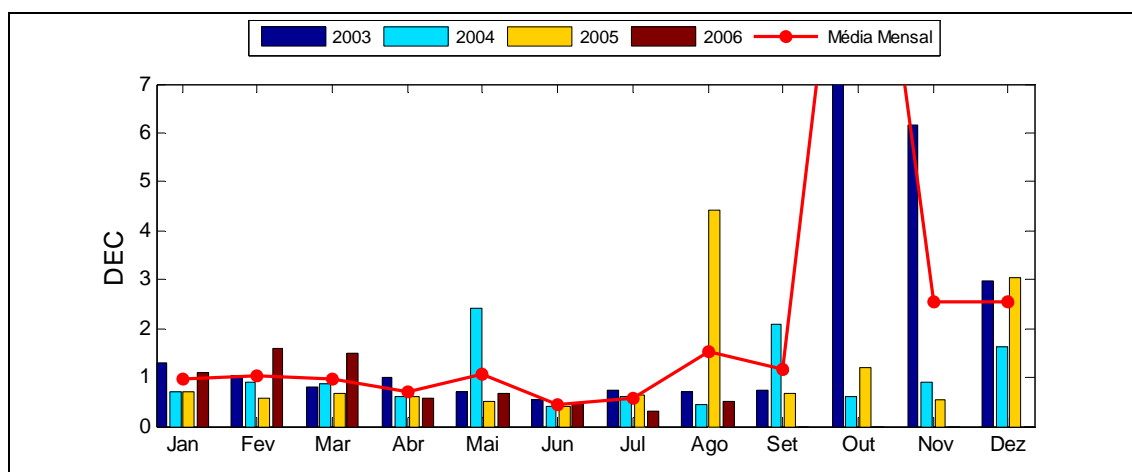


Figura 37 – Indicador DEC, escala reduzida.

A Figura 38 apresenta os gráficos mensais do indicador FEC. Como pode ser visto, embora o DEC tenha ultrapassado demasiadamente as metas, o FEC correspondente de outubro de 2003 permaneceu em valores razoáveis se comparado ao DEC, permanecendo dentro da meta anual estabelecida. Como foi observado anteriormente, o mês de maio de 2004 apresentou um valor alto para a quantidade total de consumidores atingidos acarretando no maior valor do indicador na série histórica.

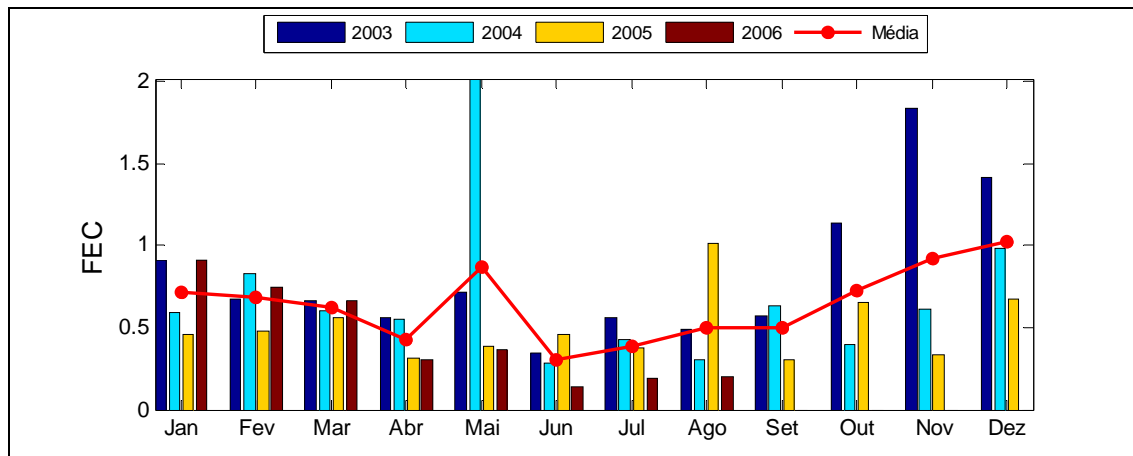


Figura 38 - Indicador FEC.

Os indicadores DEP e FEP, que também foram disponibilizados, não constituem em objeto de estudo deste trabalho e apresentam uma forte correlação com os indicadores DEC e FEC, respectivamente.

A Tabela 16 apresenta os fatores de sazonalidade mensais, ou seja, valores obtidos pela relação das médias mensais pela média da série histórica, para os parâmetros avaliados do conjunto, sem o dado de interrupção referente ao “Apagão”. Estão ressaltados os meses que apresentam fatores maiores que 1,00.

Tabela 16 – Fator de sazonalidade dos parâmetros avaliados.

	NI	NCA	PTI	TTR	MCA	PMI	TMR	DEC	FEC
Jan.	1,12	1,18	1,18	1,12	1,07	1,07	1,03	0,89	1,21
Fev.	1,03	1,10	1,08	1,01	1,08	1,06	1,00	0,95	1,16
Mar.	1,10	1,08	1,10	1,05	1,00	1,02	0,98	0,89	1,05
Abr.	0,94	0,78	0,73	0,94	0,85	0,80	1,01	0,64	0,73
Mai.	0,97	1,36	1,40	0,85	1,42	1,45	0,90	0,99	1,48
Jun.	0,86	0,59	0,54	0,74	0,69	0,65	0,89	0,42	0,52
Jul.	0,92	0,73	0,73	0,76	0,80	0,80	0,85	0,53	0,66
Ago.	1,04	0,91	0,86	1,64	0,84	0,79	1,36	1,41	0,85
Set.	1,00	0,86	0,83	0,93	0,88	0,85	0,96	1,08	0,85
Out.	0,97	0,85	0,83	0,93	0,90	0,88	0,99	0,83	0,80
Nov.	0,91	1,02	1,11	0,89	1,11	1,21	1,01	1,40	1,08
Dez.	1,13	1,62	1,74	1,11	1,44	1,54	1,01	2,37	1,74

Verifica-se que, para a maioria das variáveis analisadas, a estação do verão corresponde ao período com os maiores valores do fator de sazonalidade. Com exceção do TTR e TMR, o mês de dezembro foi o pior do histórico, apresentando os maiores valores do fator de sazonalidade.

Entretanto, o fator de sazonalidade do indicador DEC obteve valores relativamente baixos nos meses de janeiro e fevereiro, em função das altas médias nos meses de agosto e setembro.

Com o estudo de correlação pode-se definir critérios que serão utilizados para estudos de priorização. Desse modo retiram-se informações redundantes intrínsecas às variáveis analisadas. Assim, procura-se utilizar critérios que possuam coeficientes de correlação baixos.

A Tabela 17 apresenta a matriz simétrica de correlação, considerando dados mensais da série histórica das variáveis do conjunto do período entre 01/01/2003 à 31/08/2006. Em amarelo estão ressaltados os coeficientes maiores do que 0,70

Tabela 17 – Correlação dos dados mensais das variáveis da série histórica do conjunto.

	NI	NTCA	PTI	TTR	MCA	PMI	TMR	DEC	FEC
NI	1,00	0,54	0,47	0,77	0,26	0,24	0,61	0,17	0,48
NTCA	0,54	1,00	0,99	0,39	0,95	0,94	0,34	0,33	0,99
PTI	0,47	0,99	1,00	0,34	0,96	0,97	0,31	0,35	0,99
TTR	0,77	0,39	0,34	1,00	0,17	0,17	0,96	0,46	0,34
MCA	0,26	0,95	0,96	0,17	1,00	0,99	0,16	0,30	0,97
PMI	0,24	0,94	0,97	0,17	0,99	1,00	0,17	0,33	0,96
TMR	0,61	0,34	0,31	0,96	0,16	0,17	1,00	0,63	0,31
DEC	0,17	0,33	0,35	0,46	0,30	0,33	0,63	1,00	0,34
FEC	0,48	0,99	0,99	0,34	0,97	0,96	0,31	0,34	1,00

Os indicadores DEC e FEC apresentaram baixa correlação entre si, enquanto os parâmetros NTCA, PTI e TTR estão fortemente correlacionados com suas médias por interrupção, MCA, PMI e TMR.

Verifica-se fraca correlação de todos os parâmetros com o DEC. Como será demonstrado a seguir, pode-se afirmar que este resultado é reflexo do dado relativo à ocorrência do “Apagão”. Por outro lado, os parâmetros NTCA, PTI, MCA, PMI possuem forte correlação com o FEC, uma vez que estes indicadores não foram tão afetados pelo evento.

A Tabela 18 apresenta a matriz de correlação entre as variáveis, considerando dados mensais da série histórica do conjunto, porém excluindo os registros referentes aos dados do “Apagão”.

Tabela 18 – Correlação dos dados mensais da série histórica das variáveis do conjunto, retirado o dado relativo ao “Apagão”.

	NI	NTCA	PTI	TTR	MCA	PMI	TMR	DEC	FEC
NI	1,00	0,59	0,52	0,80	0,29	0,27	0,69	0,64	0,53
NTCA	0,59	1,00	0,99	0,39	0,94	0,92	0,31	0,72	0,99
PTI	0,52	0,99	1,00	0,33	0,94	0,95	0,25	0,71	0,98
TTR	0,80	0,39	0,33	1,00	0,13	0,11	0,98	0,68	0,33
MCA	0,29	0,94	0,94	0,13	1,00	0,98	0,08	0,58	0,96
PMI	0,27	0,92	0,95	0,11	0,98	1,00	0,07	0,59	0,94
TMR	0,69	0,31	0,25	0,98	0,08	0,07	1,00	0,64	0,26
DEC	0,64	0,72	0,71	0,68	0,58	0,59	0,64	1,00	0,69
FEC	0,53	0,99	0,98	0,33	0,96	0,94	0,26	0,69	1,00

Conforme o esperado houve o aumento da correlação dos indicadores DEC com todos os outros parâmetros, mas principalmente com o NTCA e o PTI. Também houve um aumento do coeficiente de correlação do NI com todos os outros parâmetros, apresentando forte correlação somente com o TTR.

O cálculo das médias móveis suaviza as curvas das variáveis dependendo do tamanho da janela móvel utilizada. Janelas móveis é o período considerado para o cálculo da média móvel e com período de 12 meses retiram a sazonalidade anual dos dados. A Tabela 19 apresenta a matriz de correlação das médias móveis mensais, com janela móvel de 12 meses, das variáveis do conjunto.

Tabela 19 – Correlação das médias móveis mensais das variáveis do conjunto.

	NI	NTCA	PTI	TTR	MCA	PMI	TMR	DEC	FEC	DEP	FEP
NI	1,00	0,47	0,38	0,49	0,17	0,15	0,32	0,77	0,39	0,81	0,28
NTCA	0,47	1,00	0,99	-0,37	0,95	0,94	-0,51	0,46	0,99	0,65	0,96
PTI	0,38	0,99	1,00	-0,47	0,97	0,97	-0,60	0,37	1,00	0,59	0,99
TTR	0,49	-0,37	-0,47	1,00	-0,58	-0,63	0,98	0,58	-0,47	0,34	-0,58
MCA	0,17	0,95	0,97	-0,58	1,00	0,99	-0,69	0,22	0,97	0,42	0,98
PMI	0,15	0,94	0,97	-0,63	0,99	1,00	-0,73	0,18	0,97	0,41	0,99
TMR	0,32	-0,51	-0,60	0,98	-0,69	-0,73	1,00	0,47	-0,61	0,20	-0,70
DEC	0,77	0,46	0,37	0,58	0,22	0,18	0,47	1,00	0,34	0,95	0,23
FEC	0,39	0,99	1,00	-0,47	0,97	0,97	-0,61	0,34	1,00	0,56	0,99
DEP	0,81	0,65	0,59	0,34	0,42	0,41	0,20	0,95	0,56	1,00	0,46
FEP	0,28	0,96	0,99	-0,58	0,98	0,99	-0,70	0,23	0,99	0,46	1,00

Nota-se uma redução de correlação entre o indicador DEC e todos os parâmetros, com exceção do NI. Os indicadores DEC e FEC estão fracamente

correlacionados. Ainda é possível calcular a correlação das variáveis entre todos os alimentadores do conjunto.

4.3.2 Priorização de Alimentadores

Para determinação dos critérios a serem considerados neste estudo será avaliada a correlação entre as variáveis. A Tabela 20 apresenta a matriz de correlação da média móvel de maio de 2006, com janela de 12 meses, das variáveis de todos os alimentadores do conjunto. Estão incluídas a quantidade de consumidores (QC) e a potência instalada (PINS) dos alimentadores de maio de 2006, por terem sido o mês da aquisição dos dados, representando as características da rede naquele instante.

Desse modo, estão sendo analisadas correlações de médias móveis com dados de um único mês, por não se possuir o histórico de crescimento de consumidores e carga dos alimentadores.

Tabela 20 – Correlação da média móvel do mês de maio de 2006 para todos os alimentadores.

	NI	NTCA	PTI	TTR	MCA	PMI	TMR	DEC	FEC	QC	PINS
NI	1,00	0,86	0,68	0,97	0,12	-0,13	0,62	0,78	0,79	0,82	0,23
NTCA	0,86	1,00	0,91	0,80	0,39	0,07	0,48	0,87	0,99	0,77	0,22
PTI	0,68	0,91	1,00	0,65	0,60	0,34	0,48	0,82	0,90	0,68	0,37
TTR	0,97	0,80	0,65	1,00	0,10	-0,12	0,66	0,78	0,72	0,77	0,23
MCA	0,12	0,39	0,60	0,10	1,00	0,91	0,12	0,29	0,40	0,21	0,11
PMI	-0,13	0,07	0,34	-0,12	0,91	1,00	-0,11	-0,01	0,10	-0,07	0,07
TMR	0,62	0,48	0,48	0,66	0,12	-0,11	1,00	0,57	0,40	0,74	0,51
DEC	0,78	0,87	0,82	0,78	0,29	-0,01	0,57	1,00	0,85	0,70	0,24
FEC	0,79	0,99	0,90	0,72	0,40	0,10	0,40	0,85	1,00	0,70	0,19
QC	0,82	0,77	0,68	0,77	0,21	-0,07	0,74	0,70	0,70	1,00	0,60
PINS	0,23	0,22	0,37	0,23	0,11	0,07	0,51	0,24	0,19	0,60	1,00

O parâmetro PINS possui fraca correlação com todos os outros parâmetros e indicadores, mesmo com a quantidade de consumidores (QC), mostrando existem alimentadores com poucos consumidores e com alta carga instalada e/ou alimentadores com muitos consumidores com baixa carga instalada. Os parâmetros MCA, PMI e TMR apresentam forte correlação somente com uma variável, PMI, MCA e QC, respectivamente. Os indicadores DEC, FEC, NI e QC possuem forte correlação entre si.

Com base na matriz de correlação da Tabela 20, os critérios utilizados na análise de priorização de alimentadores são: TMR, FEC e PINS. Esses critérios representam diferentes métricas do sistema.

O TMR está diretamente relacionado ao tempo necessário à manutenção e reparo de interrupções dos alimentadores, ou seja, à eficiência da equipe de manutenção no atendimento às ocorrências.

O indicador FEC do alimentador avalia diretamente as condições operativas da rede, pois mede a contribuição do alimentador para a formação do FEC do conjunto, de maneira que os maiores alimentadores com maior quantidade de consumidores tenderão a possuir os maiores valores.

O PINS está associado à energia não distribuída ou energia não suprida pela concessionária e consequentemente à perda de receita da distribuição de energia. Embora não seja a métrica ideal para a avaliação de mercado, pois a receita esperada depende da classe de consumidores atendidos e da demanda associada a cada consumidor do alimentador, será usado como critério de confiabilidade.

A definição dos pesos de cada critério consiste em um novo problema para o estudo. Entretanto, será levado em consideração o coeficiente de correlação entre os critérios para a determinação dos pesos, considerando o indicador FEC o critério mais importante.

Os coeficientes de correlação entre os critérios e os pesos utilizados no estudo estão apresentados na Tabela 21. Como o parâmetro PINS possui a menor correlação com o FEC será atribuído o segundo maior peso e o TMR o menor peso.

Tabela 21 – Coeficiente de correlação entre os critérios escolhidos e respectivos pesos.

	TMR	FEC	PINS	Pesos
TMR	1,00	0,40	0,51	0,2
FEC	0,40	1,00	0,19	0,5
PINS	0,51	0,19	1,00	0,3

Os resultados de priorização encontrados para todos os alimentadores, para as cinco metodologias, estão apresentado na Figura 39 Dias. Para o modelo Grey, foi utilizado como dados de entrada, os critérios normalizados pelo método ELETROBRÁS/CODI e um valor de ζ (zeta) igual a 0,5.

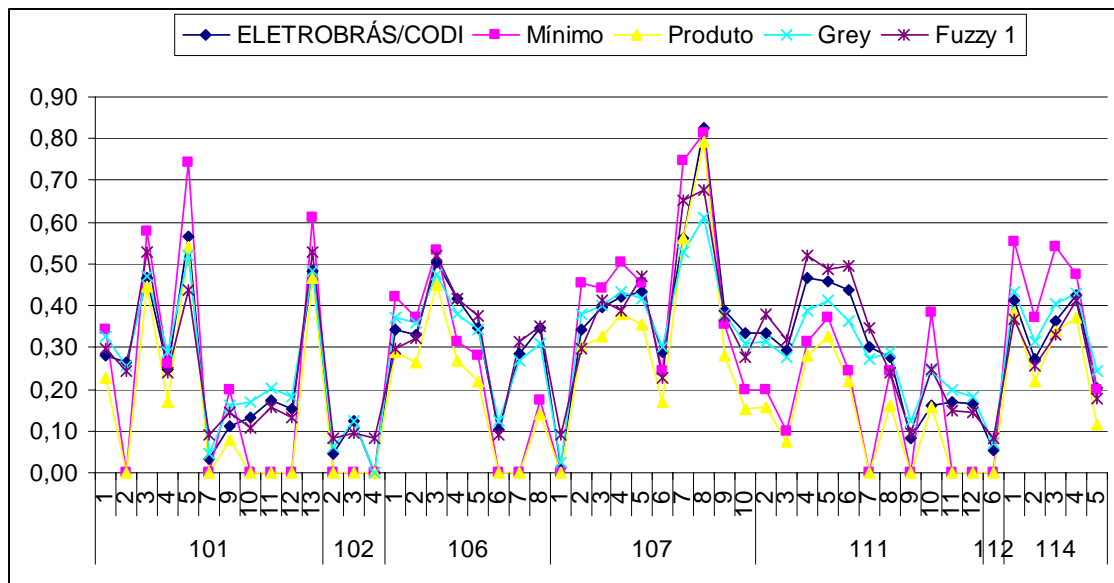


Figura 39 – Resultado de priorização de alimentadores das metodologias.

Verifica-se que para cada metodologia foram encontrados valores distintos para a maioria dos alimentadores. Somente para o sistema *fuzzy* nenhum alimentador recebeu a nota zero de priorização, ao contrário dos demais métodos.

Existe cadastro de alimentadores na base de dados com muito poucos equipamentos instalados, ou seja, consiste em um alimentador de reserva para eventuais manutenções na subestação do alimentador principal. Desse modo, não existem dados de interrupção desses alimentadores reservas recebendo por isso um valor de risco nulo.

A Figura 40 apresenta a classificação dos 8 piores alimentadores, em ordem decrescente de valores, para as diferentes metodologias.

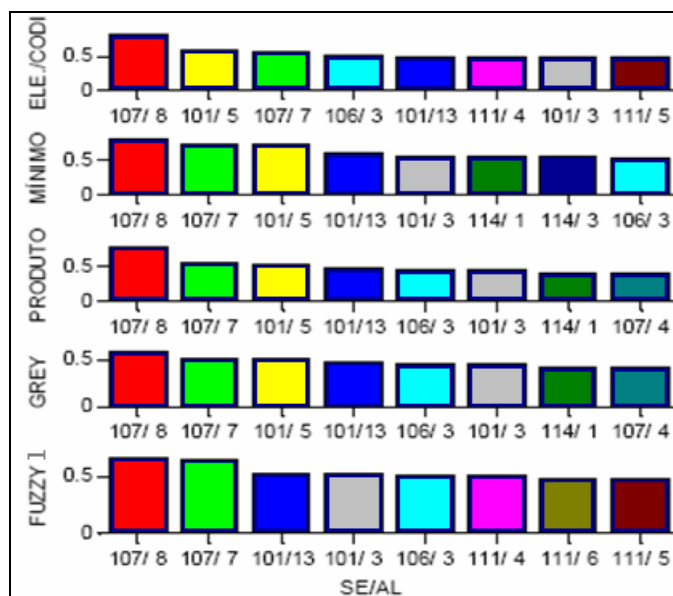


Figura 40 – Ordem de classificação de priorização dos alimentadores para as metodologias.

Verifica-se que o pior alimentador encontrado foi o mesmo para todas as metodologias. Pode-se notar como ocorrem as classificações subseqüentes em ordem de priorização, ressaltando que o alimentador 101/5, em amarelo, que foi classificado entre os prioritários para a maioria das metodologias não foi relacionado no método *fuzzy 1*. O segundo alimentador em ordem de prioridade foi o alimentador 107/7, em verde, classificado na segunda posição com exceção do método ELETROBRÁS/CODI, que ficou em terceiro.

O Método Grey apresentou boa aderência ao método do operador *produto*, apresentando a mesma ordenação de priorização dos alimentadores, e este por sua vez apresentou a mesma ordenação que o método do operado *mínimo* até a quarta posição.

Como comentado anteriormente o valor de ζ (zeta) altera somente a escala dos valores de priorização e, portanto, não há mudança na ordem de priorização, conforme mostrado na Figura 41, onde estão apresenta os resultados do modelo Grey para diferentes valores de ζ (zeta).

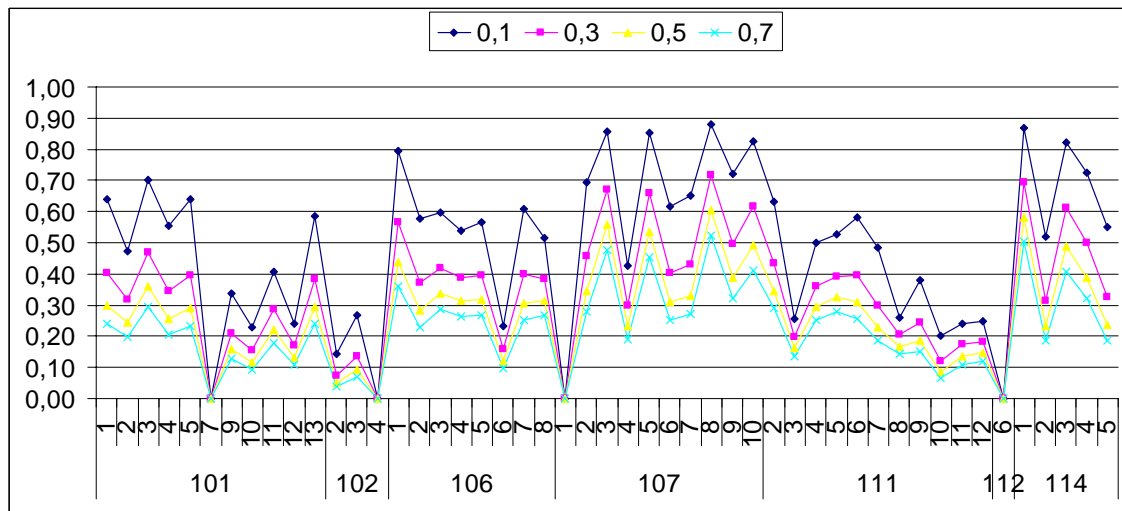


Figura 41 – Resultados de priorização de alimentadores Grey com valores de zeta distintos.

Em um sistema *fuzzy*, de acordo com os métodos utilizados para a implicação, agregação e *desfuzzificação*, além dos tipos de funções de pertinência utilizados, os resultados obtidos podem variar. A Figura 42 apresenta os resultados para os diferentes métodos de *desfuzzificação* implementados.

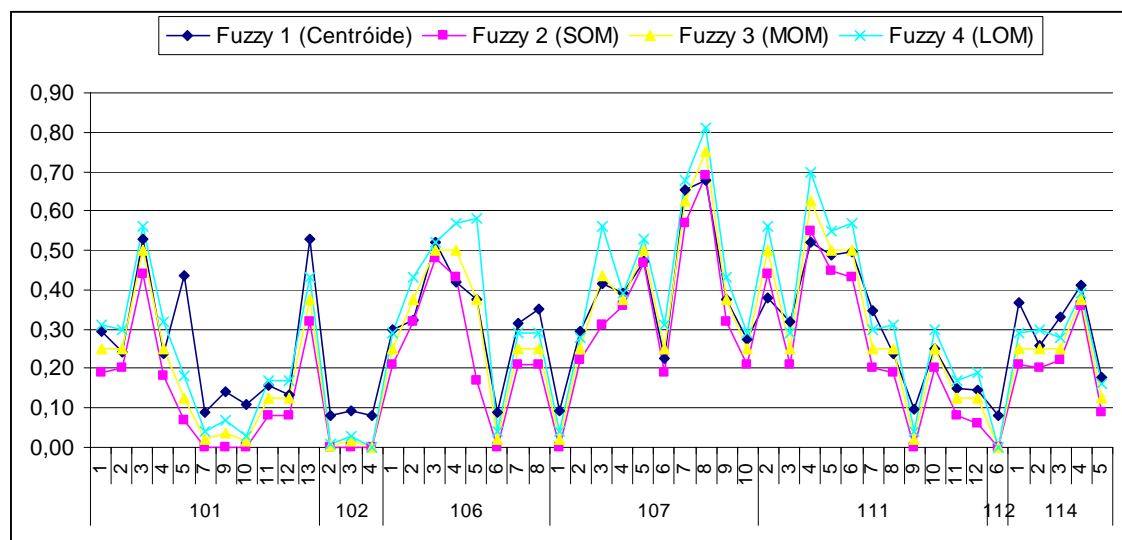


Figura 42 – Resultados de priorização dos alimentadores para os diferentes métodos de *desfuzzificação* do sistema *fuzzy*.

Nota-se que no método do centróide, o alimentador nunca recebe nota zero, ao contrário dos outros métodos. A Figura 43 apresenta a ordem de classificação dos 8 piores alimentadores, em ordem decrescente de valores, para os diferentes métodos de *desfuzzificação*.

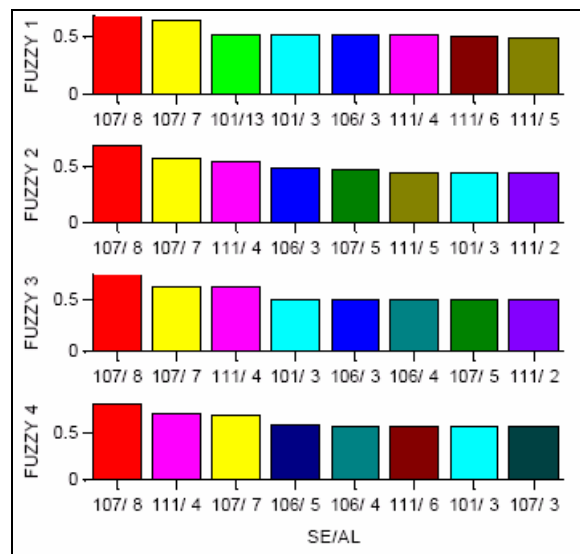


Figura 43 – Ordem de classificação de priorização dos alimentadores do sistema *fuzzy* para os diferentes métodos de *defuzzificação*.

Para todos os métodos o pior alimentador encontrado foi o mesmo, porém ocorrem alternâncias nas ordens de classificação subseqüentes. A principal diferença entre os resultados pode ser notada para o alimentado 101/13, onde foi classificado em terceiro no sistema *fuzzy* 1, não sendo relacionado entre os prioritários para os demais sistemas. Assim, os sistemas *fuzzy* apresentam uma sensibilidade significativa, que deve ser mais bem compreendida, dependendo do método de *desfuzzificação* utilizado.

A Figura 44 apresenta os resultados do sistema *fuzzy* para os diferentes métodos de agregação. Verifica-se que o sistema possui pouca sensibilidade ao método de agregação utilizado, apresentando resultados com valores muito próximos, de modo que as curvas dos métodos utilizados estão praticamente sobrepostas.

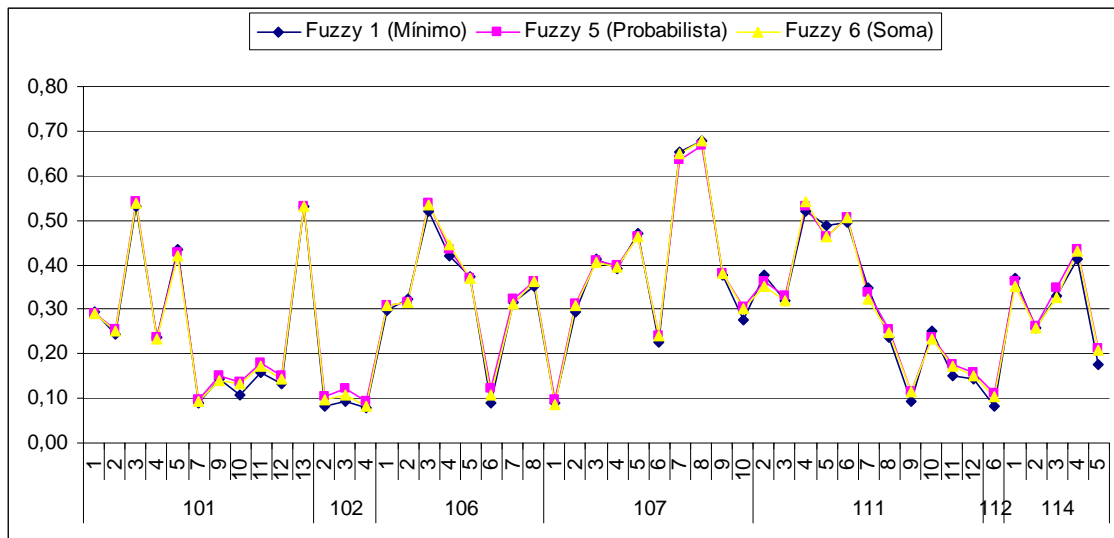


Figura 44 – Resultados de priorização dos alimentadores para os diferentes métodos de agregação do sistema *fuzzy*.

A Figura 45 apresenta a ordem de classificação dos 8 piores alimentadores, em ordem decrescente de valores, para os diferentes métodos de agregação. Os sistemas 5 e 6 apresentam a mesma ordem de classificação, enquanto esses sistemas com relação ao sistema 1 apresentam alternâncias de posição, porém apresentando os mesmo alimentadores prioritários.

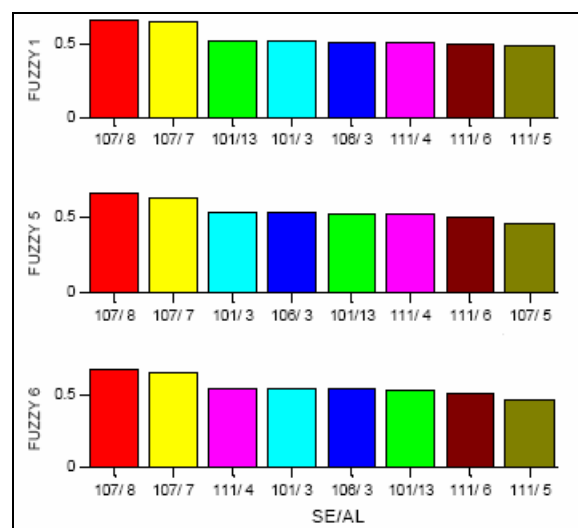
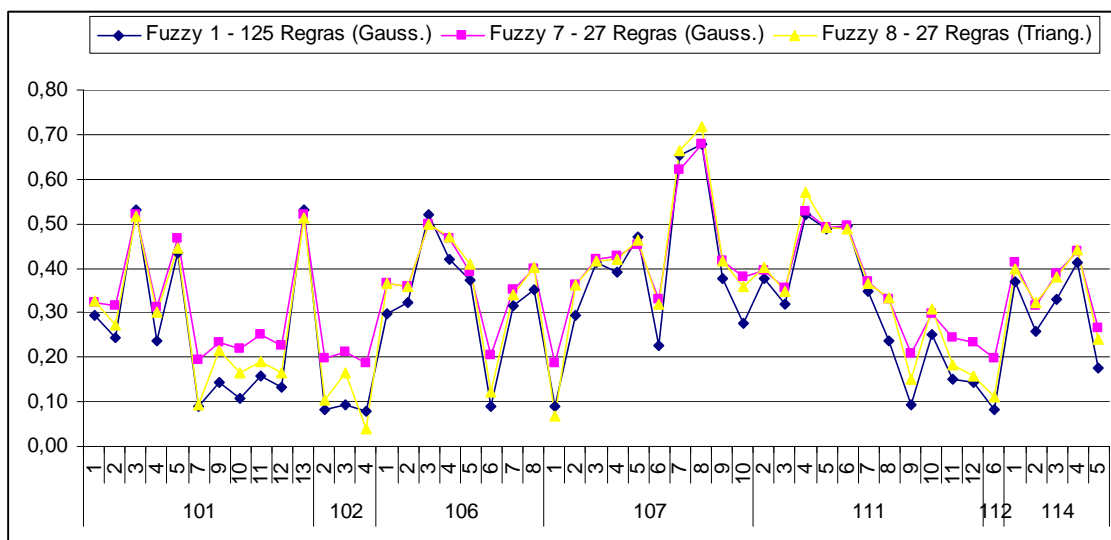


Figura 45 – Ordem de classificação do sistema *fuzzy* para diferentes métodos de agregação.

A Figura 46 apresenta os resultados para o sistema *fuzzy* 1, composto de 125 regras, com 5 funções de pertinência de entrada do tipo gaussiana e dos sistemas *fuzzy* 7

e 8, ambos compostos de 27 regras, com 3 funções de pertinência de entrada, porém com funções de pertinência do tipo gaussiana e do tipo triangular, respectivamente.



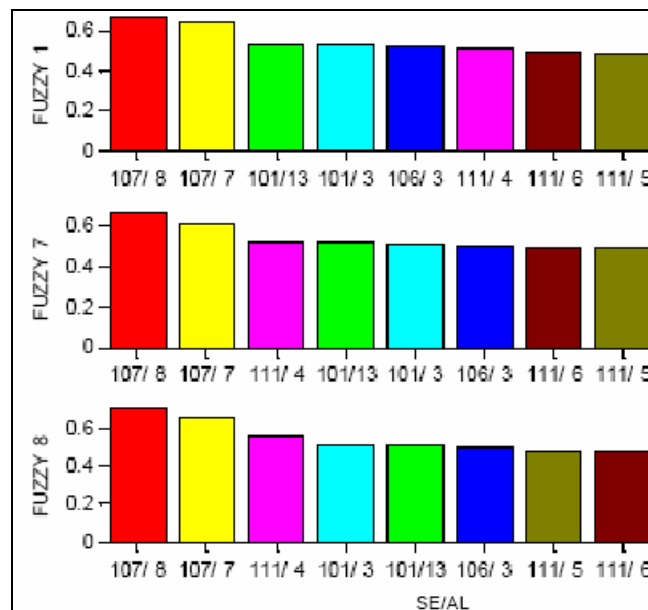


Figura 47 – Ordem de classificação do sistema *fuzzy* para quantidade de regras e funções de pertinência distintas.

4.3.3 Priorização das Causas de Interrupção

Neste estudo foram identificadas as causas de interrupção que podem ser consideradas prioridades para o conjunto em análise e para os alimentadores identificados no estudo anterior. Primeiramente será realizado um estudo de correlação para determinação dos critérios utilizados na análise de priorização das causas.

Considerando a média móvel, com janela de 12 meses, do mês de maio de 2006 das variáveis dos conjuntos, os coeficientes de correlação para cada par de variáveis de todas as causas do conjunto estão apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 – Correlação das média móvel do mês de maio de 2006 das variáveis de todas as causas do conjunto.

	NI	NTCA	PTI	TTR	MCA	PMI	TMR	DEC	FEC
NI	1,00	0,80	0,73	0,89	0,10	0,08	0,50	0,66	0,69
NTCA	0,80	1,00	0,97	0,74	0,40	0,38	0,49	0,84	0,98
PTI	0,73	0,97	1,00	0,72	0,43	0,43	0,51	0,85	0,97
TTR	0,89	0,74	0,72	1,00	0,10	0,08	0,62	0,77	0,66
MCA	0,10	0,40	0,43	0,10	1,00	0,98	0,20	0,32	0,45
PMI	0,08	0,38	0,43	0,08	0,98	1,00	0,19	0,31	0,43
TMR	0,50	0,49	0,51	0,62	0,20	0,19	1,00	0,47	0,46
DEC	0,66	0,84	0,85	0,77	0,32	0,31	0,47	1,00	0,83
FEC	0,69	0,98	0,97	0,66	0,45	0,43	0,46	0,83	1,00
DEP	0,60	0,79	0,83	0,72	0,33	0,33	0,47	0,99	0,79
FEP	0,57	0,92	0,97	0,59	0,50	0,52	0,47	0,82	0,95

Nota-se uma correlação alta entre os indicadores DEC e FEC. Como esperado, neste estudo de priorização, procura-se utilizar os critérios definidos pela metodologia FMEA. Então, deve-se determinar qual critério será utilizado para compor o grau de severidade das causas. De acordo com a matriz de correlação, pode-se definir o indicador DEC para compor o critério de severidade, por apresentar a menor correlação com o NI e por ser considerado um critério mais importante do que os outros. O terceiro critério é o critério de detecção.

Todos os critérios possuem o mesmo nível de importância, sendo a soma dos pesos unitária, ou seja, cada critério é ponderado com 1/3 da soma dos pesos. A Figura 48 apresenta os resultados de priorização das 5 piores causas de interrupção do conjunto avaliado para as diferentes metodologias implementadas.

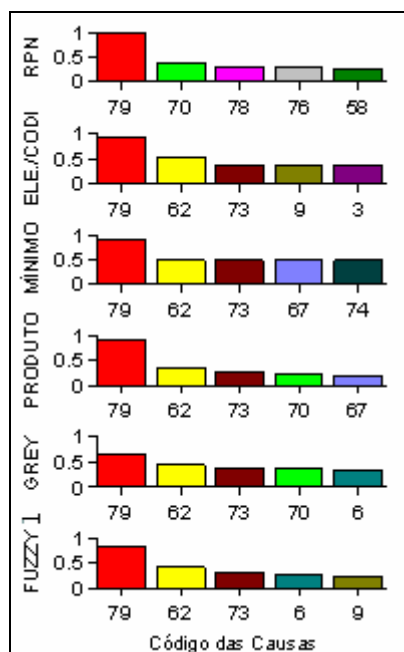


Figura 48 – Priorização das causas do conjunto.

Verifica-se que a pior causa encontrada em todas as metodologias foi a mesma. A lista de priorização de causas de interrupção resultante do RPN apresentou diferenças significativas com relação a todas as metodologias. As metodologias ELETROBRÁS/CODI e *fuzzy 1* apresentaram alta semelhança entre si com as mesmas 4 das 5 causas prioritárias, enquanto o operador *mínimo*, *produto* e *Grey* foram as metodologias que se assemelharam mais na mesma proporção.

A causa 79 refere-se às causas desconhecidas do sistema, ou seja, há uma dificuldade em se determinar a causas de interrupção desse conjunto, haja vista uma diferença significativa do resultado com relação às outras causas de interrupção. A causa 70 refere-se à descarga atmosférica e não foi identificada pelo método do operador *produto*, *mínimo* e *fuzzy1*. A causa 78 refere-se às falhas de componentes da rede de distribuição não contemplados em outros códigos e não foi identificada por nenhum outro método.

A causa 62 refere-se à vegetação na rede e a causa 73 refere-se a interrupções ocasionadas por terceiros e foram classificadas na segunda e terceira posição nas metodologias, com exceção do RPN. A causa 67 refere-se a jamper ou fly-tap partido. A causa 74 refere-se a defeito em condutor.

As manutenções programadas, cujos códigos são a causa 3, que se refere à manutenção preventiva foi priorizada somente para o método ELETROBRÁS/CODI, e a causa 6, que se refere à manutenção para melhoria, foi identificada no sistema *fuzzy 1*, no modelo Grey. A causa 9 se refere às causas acidentais do suprimento (transmissão) e foi priorizada pelos métodos ELETROBRÁS/CODI e *fuzzy 1*.

O mesmo estudo de correlação foi realizado para o pior alimentador encontrado no estudo de priorização de alimentadores. Assim, para o alimentador 107/8, a Tabela 23 apresenta os coeficientes de correlação das variáveis de todas as causas da média móvel, com janela de 12 meses, do mês de maio de 2006.

Tabela 23 – Correlação da média móvel do mês de maio de 2006 das variáveis de todas as causas do alimentador 107/8.

	NI	NTCA	PTI	TTR	MCA	PMI	TMR	DEC	FEC	DEP	FEP
NI	1,00	0,36	0,26	0,88	0,23	0,18	0,76	0,47	0,28	0,46	0,12
NTCA	0,36	1,00	0,98	0,35	0,92	0,93	0,42	0,69	1,00	0,75	0,94
PTI	0,26	0,98	1,00	0,24	0,90	0,95	0,30	0,56	0,97	0,64	0,98
TTR	0,88	0,35	0,24	1,00	0,21	0,15	0,87	0,59	0,28	0,57	0,10
MCA	0,23	0,92	0,90	0,21	1,00	0,98	0,33	0,52	0,93	0,58	0,89
PMI	0,18	0,93	0,95	0,15	0,98	1,00	0,26	0,46	0,94	0,53	0,95
TMR	0,76	0,42	0,30	0,87	0,33	0,26	1,00	0,59	0,37	0,57	0,18
DEC	0,47	0,69	0,56	0,59	0,52	0,46	0,59	1,00	0,66	0,99	0,45
FEC	0,28	1,00	0,97	0,28	0,93	0,94	0,37	0,66	1,00	0,73	0,95
DEP	0,46	0,75	0,64	0,57	0,58	0,53	0,57	0,99	0,73	1,00	0,53
FEP	0,12	0,94	0,98	0,10	0,89	0,95	0,18	0,45	0,95	0,53	1,00

Para este alimentador, verifica-se que os indicadores DEC e FEC apresentam uma correlação bem menor do que aquela encontrada para os dados das causas do conjunto. Entretanto, para uma possível comparação com os resultados obtidos da priorização das causas de interrupção do conjunto, serão utilizados os mesmos critérios nessa análise, NI, DEC e Detecção com os mesmos pesos definidos anteriormente, 1/3 para cada critério.

A Figura 49 apresenta os resultados obtidos para o estudo de priorização das causas do alimentador 107/8.

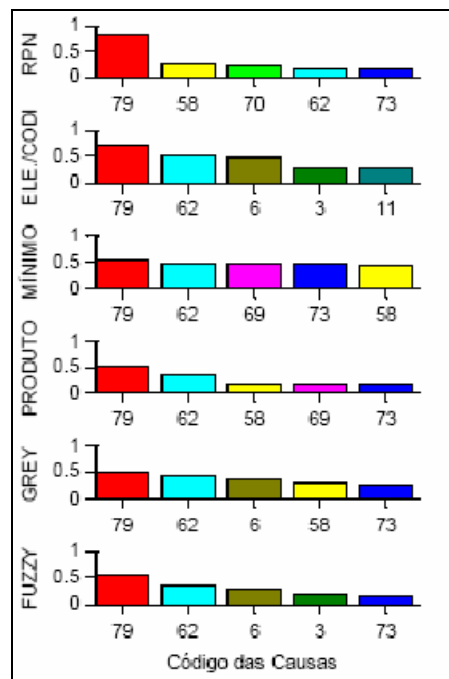


Figura 49 – Priorização das causas do alimentador 107/8.

Nota-se que o mesmo problema encontrado para o conjunto também é encontrado para este alimentador. A causa 79 representa a causa com maior prioridade neste alimentador. A causa 62 aparece na segunda classificação para a maioria das metodologias, com exceção do RPN, que por sua vez prioriza a causa 58, referente à má conexão na rede secundária.

O sistema *Grey* apresentou uma única diferença, causa 58, com relação à avaliação de priorização do conjunto. O sistema *fuzzy 1* priorizou as mesmas causas tanto para o alimentador 107/8 como para o conjunto em análise, apresentando alta semelhança com o sistema *Grey* e ELETROBRÁS/CODI, sendo 4 das 5 causas iguais.

Entretanto, o método *Grey* e ELETROBRÁS/CODI apresentaram somente 3 causas iguais, enquanto os métodos com operador *produto* e *mínimo* priorizaram as mesmas causas de interrupção, variando um pouco a ordem de classificação.

Assim, foram apresentados os resultados obtidos para a avaliação preditiva do sistema, identificando possíveis conjuntos transgressores das metas de continuidade. Foi realizado um estudo de caso para um importante conjunto da concessionária, apresentando os resultados de priorização de alimentadores e causas de interrupção.

Capítulo 5

Conclusões

Neste trabalho foi apresentado um estudo focado no gerenciamento de metas de indicadores de continuidade DEC e FEC, realizando para isso uma avaliação de confiabilidade preditiva, com o objetivo de se determinar possíveis conjuntos que ultrapassariam as metas estabelecidas.

Uma vez identificados os conjuntos críticos, pode-se realizar o direcionamento dos recursos com a determinação dos alimentadores prioritários à manutenção. Por sua vez, as ações necessárias que devem ser realizadas nos alimentadores podem ser determinadas por meio do conhecimento das principais causas de interrupção.

Com esse processo integrado de avaliação, espera-se um controle adequado dos indicadores de continuidade, otimizando os recursos disponíveis na empresa, tanto em aspectos técnico, material e pessoal.

Com a análise periódica do sistema, podem-se determinar variações temporais no comportamento dos indicadores, que podem resultar em alterações para melhor ou pior da rede existente. Estas variações podem ser identificadas por meio da redução ou aumento da taxa de falha dos equipamentos ou por modificações da topologia e localização de dispositivos de proteção e manobra. Porém, esse sistema é completamente dependente da atualização e adequado gerenciamento da base de dados.

Nesse sentido, deve-se desenvolver uma cultura de que o registro das informações na base de dados, não constitui somente em um trabalho burocrático exigido pelo órgão regulador, mas é o ponto de partida para a tomada de decisão em todos os níveis hierárquicos da empresa. Desse modo, os investimentos podem ser alocados com mais precisão em áreas com a real necessidade, aumentando a receita e reduzindo os custos da empresa.

Verificou-se que a metodologia de confiabilidade preditiva apresentou bons resultados com relação à estimação das transgressões de metas, podendo ainda ser bastante melhorada.

De modo a realizar o cálculo de taxa de falha por trecho de maneira correta recomenda-se que o registro de interrupção do sistema da empresa contemple mais um campo identificando a real localização da interrupção na rede, obtendo, assim, uma melhor representatividade dos dados de interrupção.

Nos estudos de priorização de alimentadores, a lógica *fuzzy* se mostrou bastante interessante e adequada, uma vez que apresenta resultados baseados em um conjunto de regras que podem ser adquiridas a partir do conhecimento de especialistas, não necessitando de definição de pesos para os critérios.

A teoria Grey mostrou ser bastante interessante do ponto de vista computacional, haja vista a facilidade de implementação. Esta metodologia apresentou resultados condizentes com as outras metodologias utilizadas, porém não foi encontrada na literatura uma abordagem mais detalhada da metodologia.

Neste trabalho, foi identificada a necessidade de se melhor avaliar e identificar as causas de interrupção por parte dos operadores e equipe de manutenção, dada a grande quantidade de dados referentes a causas desconhecidas.

Por parte da codificação das causas de interrupção, o sistema apresenta grande quantidade de códigos de causas, sendo que 33 causas não apresentaram nenhum registro histórico de interrupção e 54 causas apresentaram menos que 10 interrupções em todo o histórico.

Nesse sentido, recomenda-se uma reavaliação e redefinição dos códigos pertinentes, uma vez que parece existir uma dificuldade de avaliação das causas primárias de interrupção, ou seja, aquelas que realmente deram origem à interrupção, ocorrendo muitas vezes o erro no cadastro.

Percebe-se que existe uma não conformidade do código da concessionária, de acordo com a definição que se tem sobre modo e causa de falha, conceituando alguns modos como causas de falha.

5.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

O aperfeiçoamento do modelo pode ser obtido determinando a taxa de falha por trecho, de maneira adequada, e a confiabilidade operacional dos dispositivos por meio da identificação da real localização da falha.

A metodologia pode ser utilizada para a estimação de indicadores individuais DIC e FIC, uma vez que consumidores conectados ao mesmo transformador possuem os mesmos valores de indicadores.

Há a necessidade de se estimar os tempos médios de seccionamento e de transferência individualizados por equipamento. É interessante realizar a integração da metodologia com o sistema geo-referenciado da concessionária, para possibilitar a visualização geográfica de confiabilidade do sistema.

Esta técnica pode ser utilizada para a simulação de alocação de dispositivos de proteção e seccionamento, inclusive avaliando o efeito da automação da rede, que se refletirá na redução dos indicadores.

Pode-se determinar a capacidade de transferência de carga por meio do cálculo de um fluxo de potência, considerando o perfil de carga dos alimentadores. Sabe-se que o perfil de carga é variável no tempo para as diferentes classes de consumidores, porém proporcionaria uma modelagem mais detalhada e precisa do sistema, resultando em cenários de confiabilidade possíveis para os alimentadores, dependendo do tipo de carga instalada e horário.

Pode-se integrar a técnica de simulação Monte Carlo, gerando uma série sintética de dados, assumindo determinada distribuição de probabilidade para cada parâmetro dos equipamentos. Desse modo, poder-se-ia apresentar o risco de transgressão das metas de determinado conjunto. Porém, é uma técnica que necessita de grande esforço computacional.

A utilização de dados de natureza econômica mostraria outra perspectiva do sistema, avaliando-se o retorno esperado de investimentos realizados para o atendimento das metas, considerando custos de interrupção, custos de manutenção, redução de multas.

Por parte dos estudos de priorização, existe a necessidade de uma avaliação mais detalhada das características de um sistema *fuzzy* com relação aos seus métodos de

implicação, agregação e *desfuzzificação*, assim como das funções de pertinência utilizadas, de modo a se determinar quais métodos ou funções melhor descrevem ou representam o problema em estudo. Finalmente, a utilização de técnicas de agrupamento de dados para identificação das regras pertinentes, possibilita ainda, a redução do problema combinatorial gerado em função da quantidade de critérios e funções de pertinência de entrada utilizadas.

Apêndice A

A. Formação da Matriz Lógico-Estrutural

Seja o sistema apresentado na Figura 50.

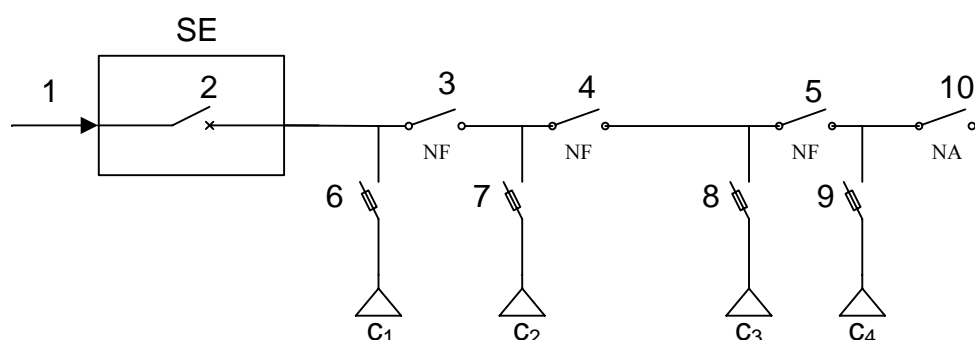


Figura 50 – Sistema de distribuição radial simplificado.

Considere os dados de taxa de falha, tempo de reparo, número de consumidores e demanda nos nós, apresentados na Tabela 24.

Tabela 24 – Taxa de falha, tempo de reparo e número de consumidores dos componentes

Componente	λ (falha/ano)	TR (horas)	Nº Consumidores	Demanda (kW)
1	0	0	0	0
2	0,2	4	0	0
3	0,1	4	0	0
4	0,3	4	0	0
5	0,2	4	0	0
6	0,2	2	1000	5000
7	0,6	2	800	4000
8	0,4	2	700	3000
9	0,2	2	500	2000
10	0	0	0	0
Total			3000	14000

As falhas no suprimento de energia elétrica não estão sendo considerados. Os tempo médio de seccionamento (MTTS) e tempo médio de transferência de carga (MTTT) são iguais 0,5 e 0,75 horas para todos os nós, respectivamente. As matrizes lógico-estruturais estruturais de tempo de restabelecimento, taxa de falha e

indisponibilidade, estão apresentadas na Tabela 25, Tabela 26 e Tabela 27, respectivamente.

Tabela 25 – Matriz lógico-estrutural de tempo de restabelecimento (T)

		Nós sob Falta									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nós Atingidos	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	0,75	4,0	0,5	0,5	0,5	-	-	-	-	0,5
	3	0,75	0,75	4	0,5	0,5	-	-	-	-	0,5
	4	0,75	0,75	0,75	4	0,5	-	-	-	-	0,5
	5	0,75	0,75	0,75	0,75	4	-	-	-	-	0,5
	6	0,75	4,0	0,5	0,5	0,5	2	-	-	-	0,5
	7	0,75	0,75	4,0	0,5	0,5	-	2	-	-	0,5
	8	0,75	0,75	0,75	4,0	0,5	-	-	2	-	0,5
	9	0,75	0,75	0,75	0,75	4	-	-	-	2	0,5
	10	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	-	-	-	-	-

Tabela 26 – Matriz lógico-estrutural de taxa de falha (MLE_{TF}).

		Nós sob Falta									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nós Atingidos	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	-	0,2	0,1	0,3	0,2	-	-	-	-	-
	3	-	0,2	0,1	0,3	0,2	-	-	-	-	-
	4	-	0,2	0,1	0,3	0,2	-	-	-	-	-
	5	-	0,2	0,1	0,3	0,2	-	-	-	-	-
	6	-	0,2	0,1	0,3	0,2	0,2	-	-	-	-
	7	-	0,2	0,1	0,3	0,2	-	0,6	-	-	-
	8	-	0,2	0,1	0,3	0,2	-	-	0,4	-	-
	9	-	0,2	0,1	0,3	0,2	-	-	-	0,2	-
	10	-	0,2	0,1	0,3	0,2	-	-	-	-	-

Tabela 27 – Matriz lógico-estrutural de indisponibilidade (MLE_U).

		Nós sob Falta									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nós Atingidos	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	-	0,8	0,05	0,15	0,1	-	-	-	-	-
	3	-	0,15	0,4	0,15	0,1	-	-	-	-	-
	4	-	0,15	0,075	1,2	0,1	-	-	-	-	-
	5	-	0,15	0,075	0,225	0,8	-	-	-	-	-
	6	-	0,8	0,05	0,15	0,1	0,4	-	-	-	-
	7	-	0,15	0,4	0,15	0,1	-	1,2	-	-	-
	8	-	0,15	0,075	1,2	0,1	-	-	0,8	-	-
	9	-	0,15	0,075	0,225	0,8	-	-	-	0,4	-
	10	-	0,15	0,075	0,225	0,15	-	-	-	-	-

Somando-se as linhas da Tabela 25 – Matriz lógico-estrutural de tempo de restabelecimento (T)

		Nós sob Falta									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nós Atingidos	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	0,75	4,0	0,5	0,5	0,5	-	-	-	-	0,5
	3	0,75	0,75	4	0,5	0,5	-	-	-	-	0,5
	4	0,75	0,75	0,75	4	0,5	-	-	-	-	0,5
	5	0,75	0,75	0,75	0,75	4	-	-	-	-	0,5
	6	0,75	4,0	0,5	0,5	0,5	2	-	-	-	0,5
	7	0,75	0,75	4,0	0,5	0,5	-	2	-	-	0,5
	8	0,75	0,75	0,75	4,0	0,5	-	-	2	-	0,5
	9	0,75	0,75	0,75	0,75	4	-	-	-	2	0,5
	10	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	-	-	-	-	-

Tabela 26 e Tabela 27, encontram-se as taxas de falha série e indisponibilidade série dos nós que estão apresentados na Tabela 28. O tempo médio de reparo série do nó é obtido pela relação da indisponibilidade série pela taxa de falha série.

Tabela 28 – Taxa de falha, indisponibilidade e tempo médio de reparo equivalente série.

Nós	TF _s (i) (falhas/ano)	U _s (i) (horas/ano)	r _s (i) = U _s (i)/ TF _s (i) (horas)
1	-	-	-
2	0,8	1,1	1,375
3	0,8	0,8	1,0
4	0,8	1,525	1,9063
5	0,8	1,25	1,5625
6	1,0	1,5	1,875
7	1,4	2,0	2,5
8	1,2	2,325	2,9063
9	1,0	1,6	2,0625
10	0,8	0,6	0,75

A tabela 29 apresenta os indicadores estimados para cada nó. A soma dos indicadores dos nós representa o indicador global do sistema.

Tabela 29 – DEC à priori, FEC à priori e ENS à priori

Nós	DEC à priori (hora/consumidor)	FEC à priori (interrup./consumidor)	ENS à priori (MWh/ano)
1	-	-	-
2	-	-	-
3	-	-	-
4	-	-	-
5	-	-	-
6	0,5	0,3333	7500
7	0,5333	0,3733	8000
8	0,5425	0,28	6975
9	0,275	0,1667	3300
10	-	-	-
Total	1,8508	1,1533	25755

Apêndice B

B. Sistema *Fuzzy*

O sistema *fuzzy* 1 implementado em ambiente computacional MatLab está apresentado na Figura 51.

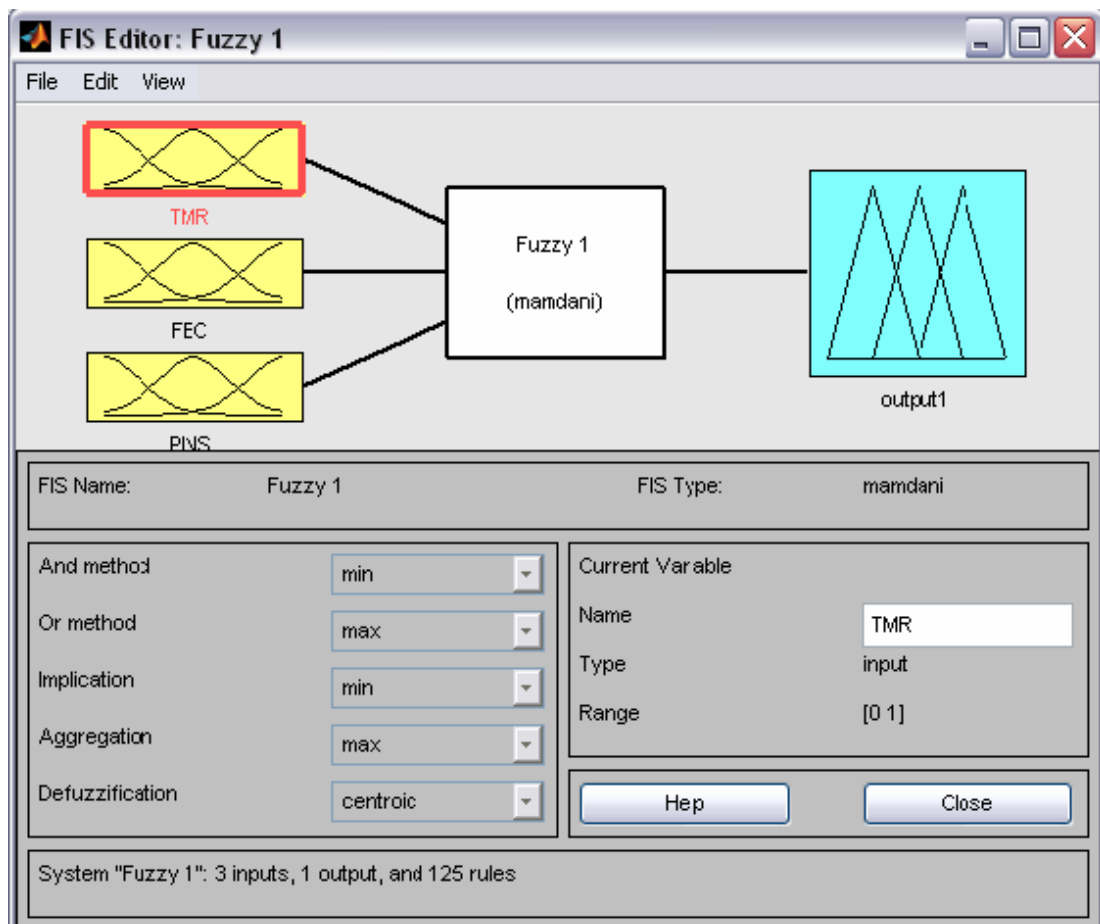


Figura 51 – Sistema *fuzzy* em ambiente MatLab.

A função de pertinência do tipo gaussiana para cada critérios de entrada está apresentado na Figura 52.

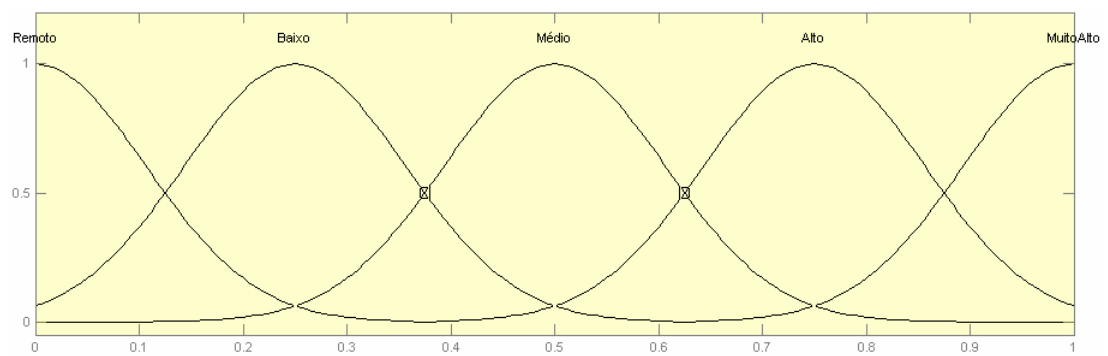


Figura 52 – Função de pertinência de entrada do tipo gaussiana.

A função de pertinência de saída do tipo gaussiana está apresentada na Figura 53.

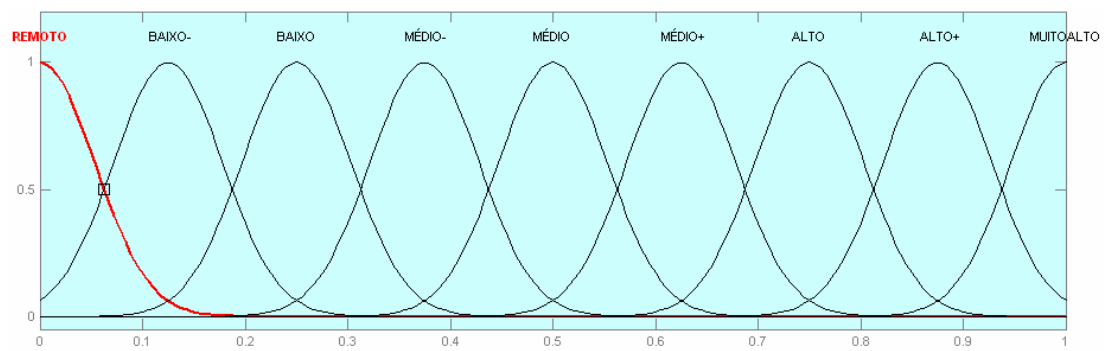


Figura 53 – Função de pertinência de saída do tipo gaussiana.

A Figura 54 apresenta algumas regras ativadas e o resultado da *defuzzificação* do sistema *fuzzy* 1.

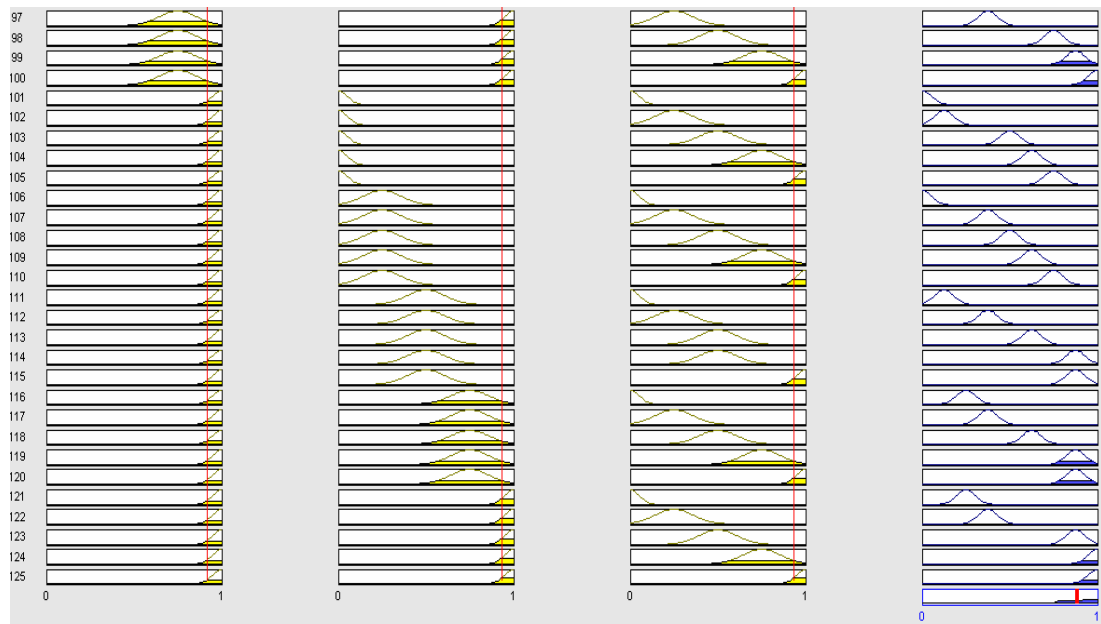


Figura 54 – Regras ativadas e resultado da *defuzzificação*.

A linha em vermelho representa os dados de entrada numéricos sendo mapeados em conjuntos *fuzzy*. As regras ativadas, ou seja, as regras que contém conjuntos *fuzzy* mapeados (amarelo) em todos os critérios possuem um resultado de implicação (azul). Todas as implicações das regras ativadas são agregados e então, *desfuzzificados*, apresentando o resultado de priorização de cada alimentador.

A Figura 55 apresenta a superfície do resultado de priorização, das regras implementadas, para os critérios FEC e TMR. Nota-se que se ambos os critérios possuem valores altos, sendo o valor do resultado de priorização é relativamente alto, na faixa de 0,7. Desse modo todas as regras implementadas possuem uma valoração do resultado final de saída.

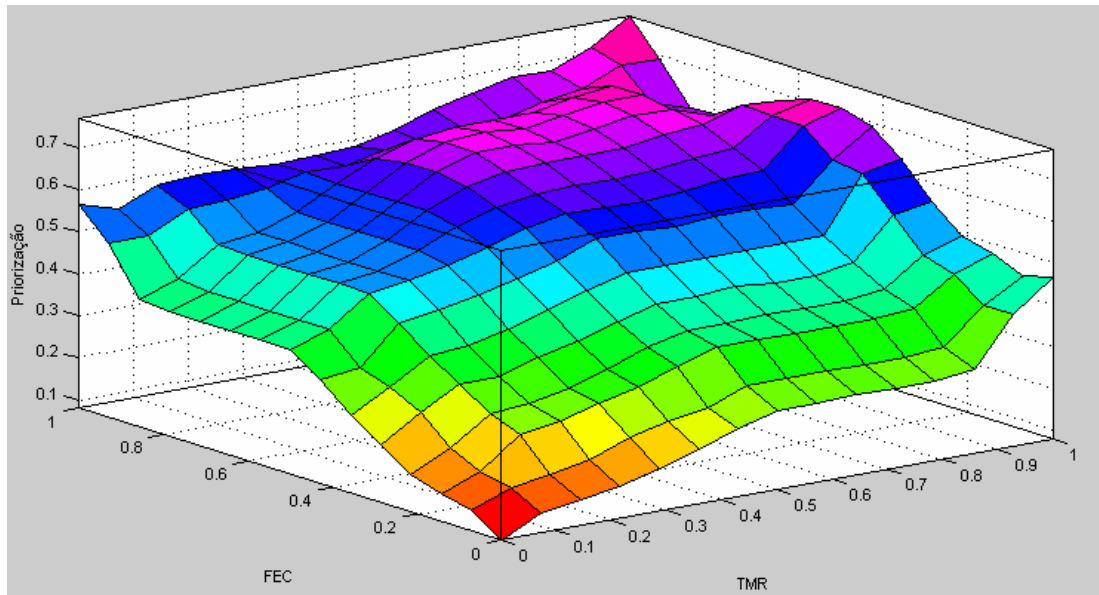


Figura 55 – Superfície das regras para os critérios FEC e TMR.

A Figura 56 apresenta a superfície do resultado de priorização, das regras implementadas, para os critérios TMR e PINS. Neste caso, para qualquer valor do critério TMR, se o critério PINS for baixo resultará em um resultado de priorização baixo.

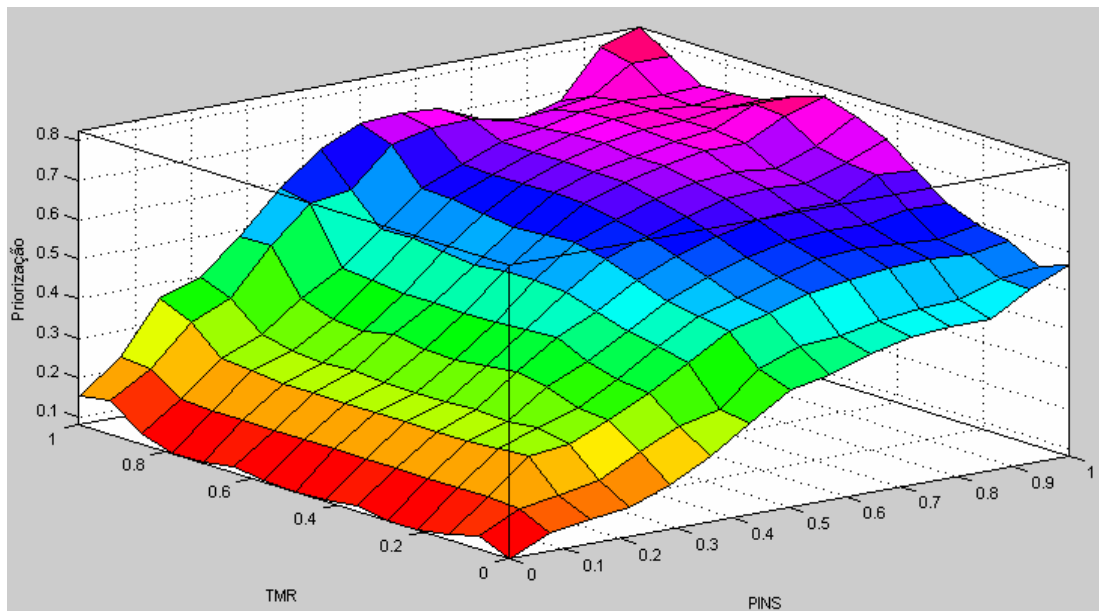


Figura 56 – Superfície das regras para os critérios TMR e PINS.

A Figura 57 apresenta a superfície do resultado de priorização, das regras implementadas, para os critérios PINS e FEC. Novamente, se o critério PINS for baixo qualquer critério FEC resultará em uma priorização baixa.

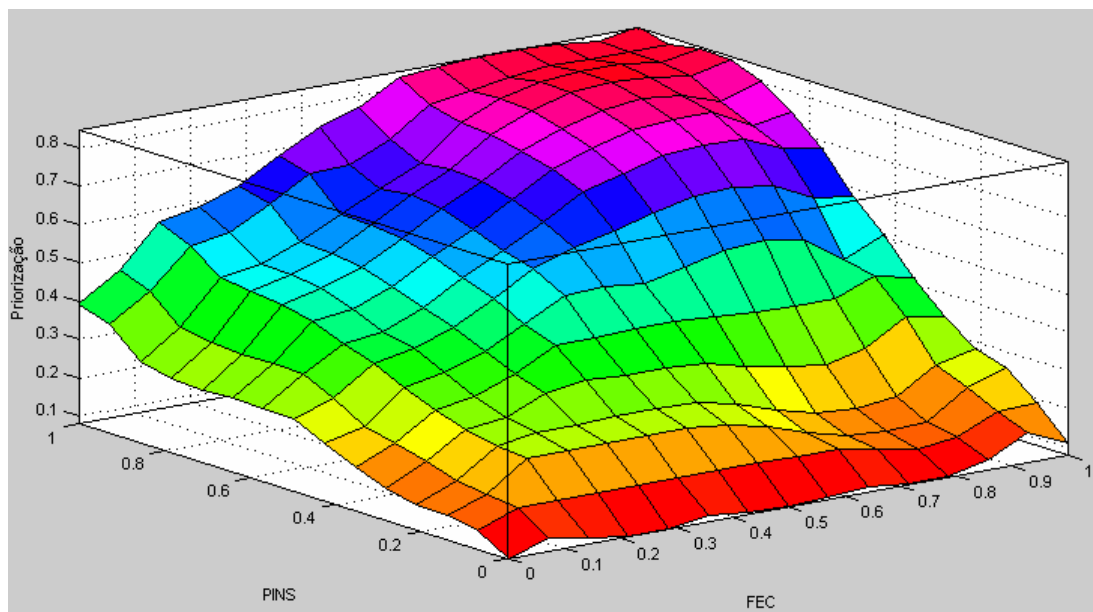


Figura 57 – Superfície das regras para os critérios PINS e FEC.

Apêndice C

C. RPN

As escalas para o logaritmo natural dos critérios NI e DEC, definidas para as causas do conjunto Florianópolis, estão apresentadas na Figura 58 e Figura 59, respectivamente.

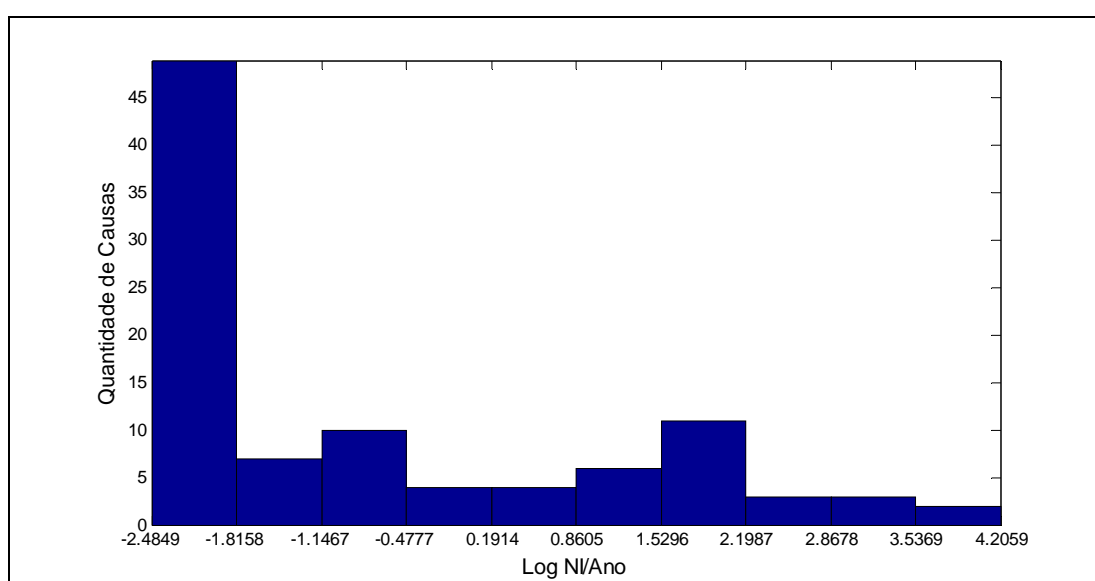


Figura 58 – Escala do critério Log NI para o conjunto Florianópolis.

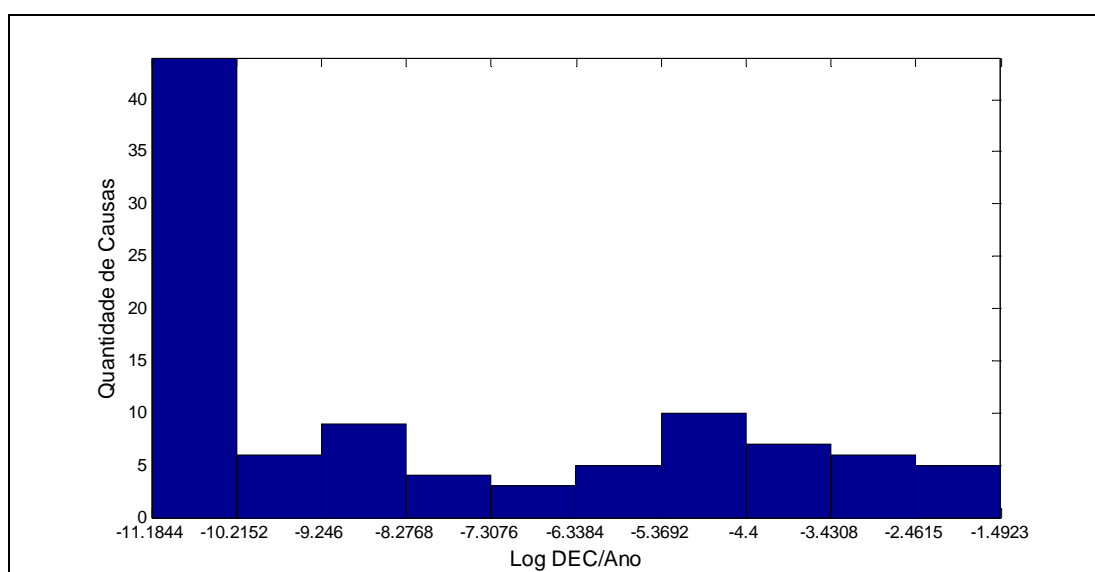


Figura 59 – Escalas do critério Log DEC para o conjunto Florianópolis.

As escalas para o logaritmo natural dos critérios NI e DEC, definidas para as causas do alimentador 107/8, está apresentado na Figura 60 e Figura 61, respectivamente.

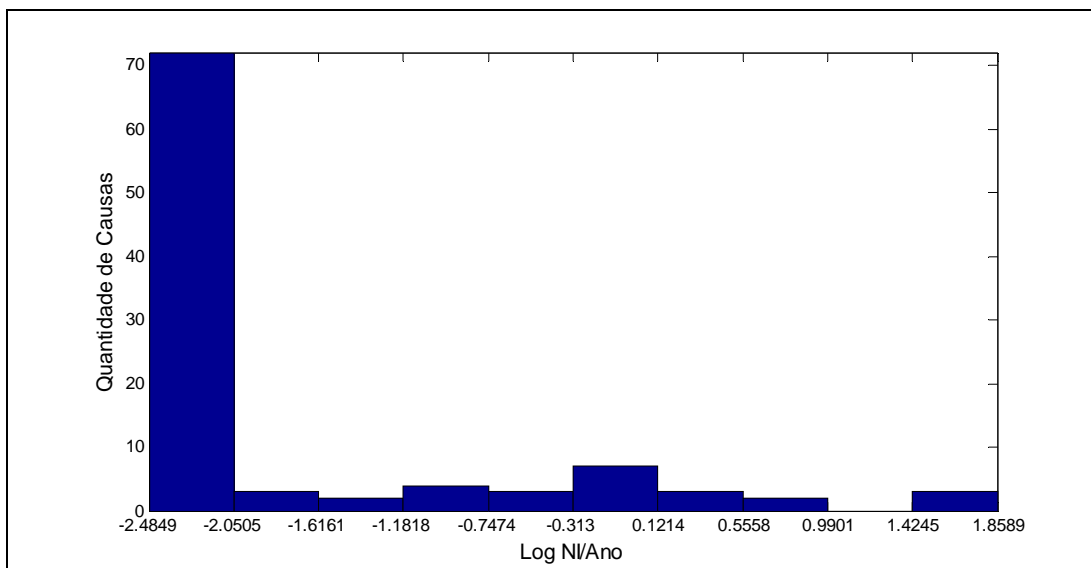


Figura 60 – Escala do critério Log NI para as causas do alimentador 107/8.

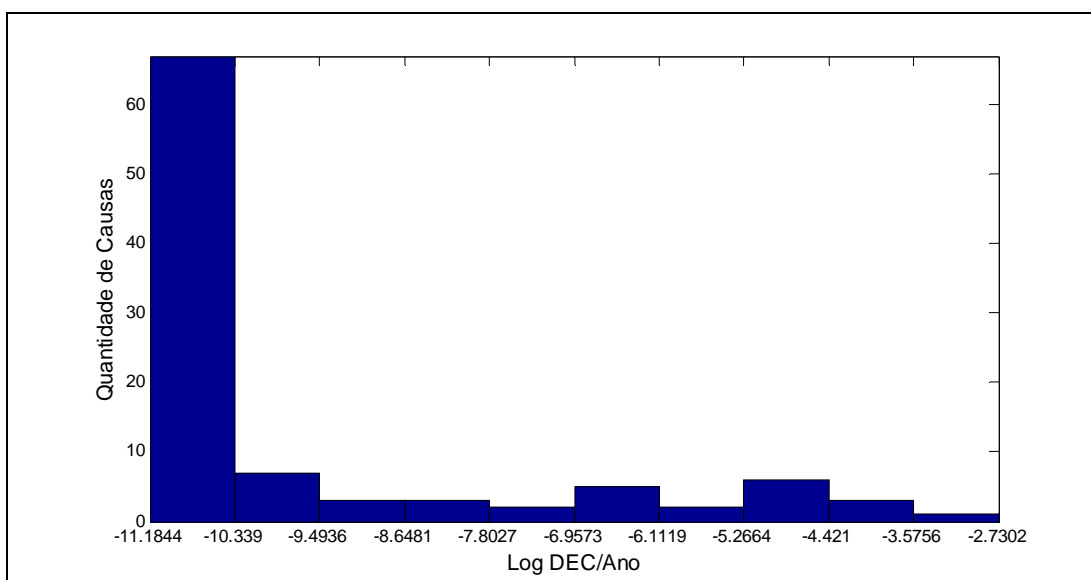


Figura 61 – Escala para o critério Log DEC para as causas do alimentador 107/8.

Anexo A

A. CODIFICAÇÃO E CONCEITUAÇÃO DAS CAUSAS

Os defeitos e/ou falhas no sistema elétrico são identificados conforme origem e agrupados por causas que conforme definição e descrição estão classificadas em grupo I, grupo II e grupo III. Estes grupos estão relacionadas abaixo (Celesc, 2003):

A.1. Causas de Origem Externa à Distribuição - GRUPO I

São as interrupções motivadas por falhas em componentes situados nas instalações de geração, transmissão e subestação. Estas interrupções estão documentadas no formulário operacional **Relatório de Manobra – RM**.

Observações:

a) Os procedimentos adotados serão os mesmos tanto para as subestações assistidas como para as desassistidas.

b) As interrupções decorrentes de racionamento de energia devem entrar como causa de código 02 e consequência Racionamento/Frequência.

c) As interrupções decorrentes de racionamento de energia elétrica, determinado de acordo com lei serão computadas através da consequência.

Código 01 - Origem Externa - Programada (Transmissão)

São as interrupções totais ou parciais, normalmente da SE, devido a execução de serviços para manutenção, inspeção ou expansão das Linhas e/ou subestações do Sistema de Transmissão da Celesc.

Código 02 - Origem Externa - Não Programada (Transmissão)

São as interrupções motivadas por falhas ou ocorrências em componentes situados nas instalações de geração, transmissão e subestação da Celesc, desde que não originadas por componentes do sistema de distribuição.

Código 08 - Programada Suprimento (Transmissão)

São as interrupções programadas pela Eletrosul, Gerasul (Rede Básica).

Código 09 - Acidental Suprimento (Transmissão)

São as interrupções acidentais pela Eletrosul, Gerasul (Rede Básica)

A.2. Causas de Interrupções de Origem Interna à Distribuição – Programada – GRUPO II

São as interrupções provenientes por falhas ou execução de serviços programados na área de âmbito da distribuição. Estas interrupções são caracterizadas por um tempo prefixado, normalmente estabelecido através de programações prévias para atendimento dos planos de manutenção ou alteração no Sistema de Distribuição.

NOTAS:

Não se deve relacionar como causa de interrupção, a manutenção programada decorrente do aproveitamento de desligamento originário da causa de código 01.

Código 03 - Manutenção Preventiva

São as interrupções efetuadas no Sistema de Distribuição visando preservar as condições normais de desempenho do mesmo, através de um serviço de controle, conservação e restauração de equipamentos.

Código 04 - Manutenção Corretiva (emergência)

São interrupções decorrentes da prestação de serviço em equipamentos, obras, instalações com a finalidade de corrigir as causas e defeitos motivados por ocorrências constatadas.

Código 05 - Alteração para Ampliação

São as interrupções efetuadas para ampliação do sistema Elétrico de Distribuição.

Código 06 - Alteração para Melhoria

São as interrupções efetuadas no Sistema de Distribuição que visem alterar ou sustentar as características técnicas da rede através de modificações parciais ou totais no sistema elétrico existente.

Código 07 - Não Classificado nas Anteriores

São as interrupções de origem programada para atendimento a serviços solicitados por clientes, que não caracterizam serviços de manutenção na rede da CELESC, cujas despesas correrão por conta dos mesmos, ou serviços de retirada de equipamentos e/ou componentes da rede de distribuição de propriedade da CELESC.

Código 80 - Transformador sem Carga

Ocorre a retirada em função da ausência de carga, transformador a vazio.

Código 85 - Substituição por Potência Menor

Ocorre a retirada e instalação de transformador em função da ociosidade do equipamento retirado.

Código 95 – Divisão de Circuito

Ocorre a retirada e/ou instalação de equipamento(s) no sistema com vista à melhoria da qualidade de energia fornecida.

Código 96 - Aumento de Potência

Ocorre a retirada e/ou instalação de equipamento(s) no sistema com vista à melhoria da qualidade de energia fornecida.

Código 97 - Manutenção Preventiva por Corrosão na Tampa

Ocorre a retirada de equipamento no sistema em função de corrosão na tampa.

Código 98 – Programada - Manutenção Preventiva por Corrosão em Radiador

Ocorre a retirada de equipamento no sistema em função de corrosão em Radiador.

Código 99 - Manutenção Preventiva por Corrosão no Fundo do Tanque

Ocorre a retirada de equipamento no sistema em função de corrosão no Fundo do Tanque.

A.3. Causas Origem Interna à Distribuição – Acidental – GRUPO III

Estas causas caracterizam-se pelo fato de serem imprevisíveis, abrangem os atendimentos a clientes e as intervenções em rede (interrupções). A computação destas causas forma indicadores de qualidade como DEC, FEC, duração e frequência de interrupção e tempo médio de atendimento por ocorrência.

As intervenções em rede ocorrem devido a operação automática ou manual em caráter de emergência e de equipamento de proteção podem ser provocadas por motivos próprios do Sistema (defeitos e/ou falhas dos componentes do Sistema),

condições de meio ambiente, fenômenos naturais e falha humana. Já os atendimentos a clientes são serviços que não intervêm no sistema elétrico.

Código 10 - CQDE - Transformador descentralizado do Circuito

Corresponde ao desbalanço de nível de tensão e/ou problemas de natureza elétrica resultante da localização inadequada e/ou fora do centro de carga do transformador de distribuição.

Código 11 - CQDE - Circuito Desbalanceados

Corresponde ao desequilíbrio característico da corrente entre fases no circuito secundário do transformador de distribuição.

Código 12 - CQDE - Tap Inadequado

Corresponde ao tap inadequado tomado como referência valores inadequados de tensão no secundário do transformador de distribuição com relação à portaria 047/78 do DNAEE.

Código 13 - CQDE - Sobrecarga nos Condutores

Corresponde à sobrecarga da corrente observada nos condutores secundários do transformador com relação ao limite térmico do condutor, (Quando o condutor for incompatível com o transformador).

Código 14 - CQDE - Circuito mau Estado (pipa, barba de velho, etc.)

Corresponde ao estado em que se encontra à rede secundária com relação a sua própria degradação e/ou provocado por agentes externos. (Uso exclusivo do CQDE).

Código 15 - CQDE - Circuito Extenso (longe do consumidor)

Corresponde à constatação de valores inadequados de nível de tensão com relação à portaria 047/78 do DNAEE resultante do comprimento excessivo do circuito secundário do transformador.

Código 16 - CQDE - Aterramento: Sem Má Conexão

Corresponde ao desbalanço de nível de tensão resultante do Aterramento inadequado ao longo do circuito secundário do transformador.

Código 17 - CQDE - Cabo de Saída do Trafo Inadequado - (cabo VPP)

Corresponde ao desbalanço de nível de tensão ou sobrecarga resultante do estado inadequado dos cabos de saída do transformador.

Código 18 - CQDE - Consumidor Provocando Perturbação ao Sistema

Corresponde a constatação de valores inadequados de nível de tensão com relação à portaria 047/78 do DNAEE provocados por cargas de consumidores susceptíveis a distúrbios elétricos e/ou fora dos padrões da CELESC.

Código 19 - CQDE - Problema de Harmônica

Corresponde à constatação de problemas de interferências harmônicas na rede e/ou próprio do consumidor. (Uso exclusivo do CQDE).

Código 20 - CQDE - Ramal Interno Extenso (após medição)

Corresponde ao desbalanceamento do nível de tensão resultante do comprimento do ramal interno do consumidor em relação a rede secundária.

Código 21 - Ramal de Ligação Partido

Interrupções provenientes do ramal de ligação partido.

Código 22 - Má Conexão com Conector no Ramal de Ligação

São atendimentos decorrentes da má conexão com conector que podem partir o ramal de ligação, e/ou causar tensão oscilante.

Código 23 - Má Conexão Fio a Fio no Ramal de Ligação

São atendimentos decorrentes da má conexão fio a fio que podem partir o ramal de ligação, e/ou causar tensão oscilante.

Código 24 - Ramal de Ligação Trançado / Desregulado

São atendimentos decorrentes do ramal de ligação trançado e/ou desregulado mas não partir o ramal de ligação. (ramal de ligação baixo).

Código 25 - Segurança aérea - Ramal de Ligação

São atendimentos decorrentes da atuação da segurança aérea.

Código 26 - Braquete Solta

São atendimentos decorrentes de braquete solta.

Código 27 - Ramal de Ligação em Curto Circuito

São atendimentos decorrentes de curto circuito no ramal de ligação.

Código 28 - Poste intermediário Caído ou Podre

São atendimentos para fixar ou trocar o poste que se encontra entre a residência e a rede.

Código 29 - Poda de Árvore na BT ou Ramal de Ligação

São atendimentos para executar podas de árvores na baixa tensão ou ramal de ligação, sem interrupção do sistema elétrico.

Código 30 - Outros - Ramal de Ligação (especificar)

São atendimentos executados no ramal de ligação não relacionado nos códigos 21 a 25, 27 e 29. Especificar.

Código 31 - Curto Circuito na Tubulação - Ramal de Entrada

São atendimentos executados no ramal de entrada decorrentes de curto circuito.

Código 32 - Outros - No Ramal de Entrada (especificar)

Atendimentos oriundos de problemas e/ou defeitos no ramal de entrada não contemplado no código 31. Especificar.

Código 33 - Defeito nos Bornes do Medidor (má conexão, quebrado)

Atendimentos oriundos de defeitos nos Bornes do medidor como má conexão, quebrado, etc.

Código 34 - Defeito Interno no Medidor

Atendimentos oriundos de defeito interno no medidor.

Código 35 - Disjuntor Quadro Medição c/ Defeito - Má Conexão, Quebrado

Atendimentos oriundos de defeito no disjuntor do quadro de medição, má conexão, quebrado, etc. (Quando o disjuntor não é substituir).

Código 36 - Fusível Quadro de Medição Queimado

Atendimentos oriundos de queima de fusível do quadro de medição.

Código 37 - Desligar Definitivo - SUTE Havia Desligado só na Medidor

Desligar definitivamente o consumidor.

Código 38 - Outros no Quadro de Medição (especificar)

Atendimentos relacionados ao quadro de medição não relacionado nos códigos 33 a 37. Especificar.

Código 39 - Substituído o Disjuntor

Atendimentos para substituição de disjuntores.

Código 40 - Substituído Ramal de Ligação

Atendimentos para substituição de ramal de ligação.

Código 41 - Ligação Nova - Efetuada

Atendimentos efetuados para execução de ligação nova.

Código 42 - Religado Corte - a Pedido

Atendimentos efetuados a pedido do SPUE ou pessoa autorizada. Especificar quem solicitou.

Código 43 - Religado - Outros Motivos - Especificar

Atendimentos efetuados para religar consumidor não contemplado no código 42. Especificar.

Código 44 - Religado o Ramal de Ligação

Atendimentos efetuados para religar o ramal de ligação. (por corte, segurança, etc.)

Código 45 - Verificar Medidor Caindo (realizar vistoria)

Atendimentos efetuados onde foi constatado a avaria na medição. Enviar para o SPUE para corrigir o defeito.

Código 46 - Desligar a Pedido do Consumidor ou c/ Risco a Terceiros

São interrupções efetuadas a pedido do consumidor ou com riscos a terceiros. (medições abandonadas ou expostas, etc.)

Código 47 - Serviço Comercial - Outros (especificar)

São atendimentos aos serviços da Comercial não contemplados nos códigos 39 ao 46.

Código 48 - Defeito Interno no Consumidor - Após Medição

Atendimentos a consumidor onde o defeito é após o medidor.

Código 49 - Encontrado Normal - (improcedente)

Deslocamentos efetuadas pelas turmas de emergência e encontram situação normal.

Código 50 - Endereço Encontrado – Sem Acesso

Deslocamentos efetuados pelas turmas de emergência onde encontra: portão fechado, não encontra pessoa em casa para receber o eletricista.

Código 51 - Disjuntor Desligado

Deslocamentos efetuados pelas turmas de emergência e encontra o disjuntor desligado.

Código 52 - Luz Cortada (permaneceu cortada)

Deslocamentos efetuados pelas turmas de emergência e verificado que o consumidor estava em debito com Celesc, permanecendo cortado.

Código 53 - Código não Disponível

Código 54 - Endereço Não Encontrado

Deslocamentos efetuados pelas turmas de emergência onde o endereço não foi encontrado conforme o especificado.

Código 55 - Outros - Sem Execução do Serviço - Especificar

Outros sem execução de serviços, não relacionado nos códigos 48 ao 54.

Código 56 - Defeito em Pára-raios

São interrupções ocasionadas por defeito (vazamento, fundido, estourado, trincados, etc.) ou falha em pára raios de distribuição.

Código 57 - Má Conexão em Chave

São interrupções ocasionadas em chave fusível, chave faca, etc.

Código 58 - Má Conexão na Rede Secundária

São interrupções ocasionadas por falhas nas conexões dos condutores. Compreende conectores (compressão, parafuso fendido, paralelo, cunha, ampactinho, etc.), grampos (tensor, suspensão, linha viva, etc.), luvas de reparo ou emenda, estribo para grampo de linha viva, etc.

Código 59 - Condutor Desregulado

São interrupções ocasionadas pelo rompimento dos condutores por problemas mecânicos ou por condutores desregulado desde que a interrupção não seja devido a outras ocorrências que provocaram a interrupção. Exemplo: condutor desregulado devido a problemas construtivos da linha de distribuição.

Código 60 - Poste Avariado

São interrupções ocasionadas em postes caído, podre, fora de prumo etc.

Código 61 - Abalroamento

São interrupções ocasionadas por abalroamento em postes.

Código 62 - Vegetação na Rede - Meio Ambiente

São interrupções ocasionadas pela vegetação em geral (árvores, arbustos, galhos, trepadeiras, etc.) que podem acarretar fugas de correntes para a terra ou curto circuito entre fases.

Código 63 - Entrada de Água no Transformador

Evidências de entrada de água no transformador, normalmente através da janela de inspeção, pontos de corrosão ou como consequência de isoladores de alta tensão quebrados.

Código 64 - Defeito em Cruzeta (avariada)

São interrupções ocasionadas por cruzeta partida ou podre.

Código 65 - Defeito no Transformador (interno, ferrugem, buchas, etc.)

São interrupções ocasionadas por defeito (vazamento de óleo, defeito interno, bucha primária trincada e suspeita de defeito) em transformadores de distribuição.

Código 66 - Má Conexão nos Bornes do Transformador

São interrupções ocasionadas somente por má conexão nos bornes do transformador.

Código 67 - Jamper ou Fly-tap Partido.

São interrupções ocasionadas por jamper ou fly-tap partido.

Código 68 - Defeito Interno na Instalação, Consumidor Primário

São interrupções ocasionadas por defeitos e/ou falhas em instalações particulares.

Código 69 - Defeito em Isolador

São as interrupções ocasionadas por isolador quebrado, vazamento, perfurado e trincado em redes e linhas de distribuição.

Código 70 - Fenômeno Natural: Descarga Atmosférica

São interrupções ocasionadas por surtos de tensão no Sistema de Distribuição devido às descargas atmosféricas nas linhas ou em suas proximidades.

Código 71 - Sobrecarga no Transformador

São interrupções ocasionadas por sobrecarga no transformador (quando o transformador não suporta a carga instalada).

Código 72 - Meio Ambiente Animal

São interrupções ocasionadas por animais (João de Barro, Urubu, e outros) que acarretam fugas de correntes para a terra , curto circuito entre fases, desligamento de chave fusível, etc.

Código 73 - Terceiros

São interrupções causadas por atos voluntários (vandalismo) ou involuntários, de pessoas estranhas a empresa e devido a erros na execução de serviços específicos na rede e/ou linha de Distribuição por elementos da Empresa (linha viva e outros) ou Empreiteiras contratadas. Exemplos: (bola, pipa).

Código 74 - Defeito em Condutor (excesso emendas, velho, recozido e outros)

São interrupções ocasionadas somente por fadiga do material.

Código 75 - Falha em Chave Faca (frouxa e oxidada)

São interrupções ocasionadas somente por falha do material.

Código 76 - Falha em Chave Fusível (frouxa ou oxidada)

São interrupções ocasionadas somente por falha do material.

Código 77 - Falha em Elo (inadequado, fadiga, desregulado, etc)

São interrupções ocasionadas por falha do material inadequado, fadiga, desregulado e defeito de fabricação.

Código 78 - Outros Componentes

São interrupções ocorridas por defeito ou falha em componentes não contemplados anteriormente e pertencentes a redes e linhas de distribuição (regulador de tensão, religador, seccionalizador, capacitor, fio de amarração, estai, etc.). **Este código só é computado, quando a causa da interrupção destes outros componentes, forem devidos a problemas próprios destes, e não devido a outras ocorrências que provocaram a falha.**

Código 79 - A Investigar

São interrupções ocasionadas por causas de natureza desconhecida e necessitam ser investigadas.

Código 81 - Outros - Ocorrências em Rede (Especificar)

São interrupções ocasionadas por causas cuja natureza seja conhecida e não se enquadra nas anteriores. Especificar.

Código 82 - Isolador Sujo (poluição e poeira)

São interrupções ocasionadas por poluição no isolador.

Código 83 - Isolador - Meio Ambiente Clima (salitre e Neve)

São interrupções ocasionadas por salitre, neve que podem acarretar fugas de correntes para a terra ou curto circuito entre fases. (salitre e neve).

Código 84 - Serviços Administrativos - Sem Interrupção (especificar)

São ocorrências sem interrupção cuja natureza seja conhecida exemplos: medir carregamento a pedido, retirar faixas e/ou objetos na rede, leitura das atuações

de equipamentos especiais, balanceamento de fases. Comunicar Área de Estudo - CONDISC.

Código 86 - Defeito em Consumidor Secundário

São interrupções ocasionadas por defeitos e/ou falhas, em instalações particulares de consumidores secundários (consumidor provocou problemas no sistema).

Código 87 - Vendaval

São interrupções ocasionadas por vento tempestade; tufão, temporal, ciclone.

Código 88 - Iluminação Pública - Consumidor/Cliente (especificar) - Sem Interrupção

Código 89 - Executar Manobras - Sem Interrupção

São saídas das turmas de emergências para abrir e fechar chave, para qualquer situação que não tenha uma causa específica.

Código 90 - Má Conexão na Rede Primária

Código 91 - CQDE – Defeito no Cabo de Saída do Trafo (VPP)

Código 92 - Capacitor AT Desligado

Encontrado no campo o Capacitor AT desligado.

Código 93 - Defeito no Regulador de Tensão

Código 94 - Rompimento de Condutor Devido ao Frio

Referências Bibliográficas

ABAIDE, A. R. *Desenvolvimento de Métodos e Algoritmos para Avaliação e Otimização da Confiabilidade em Redes de Distribuição*. Doutorado em Engenharia Elétrica (Tese). Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2005.

ALLAN, R. N., BILLINTON, R., BREIPOHL, A. M. e GRIGG, C. H. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation: 1987-1991. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.9, n.1, pp.41-49, 1994.

_____. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation: 1992-1996. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.14, n.1, pp.51-57, 1999.

ALLAN, R. N., BILLINTON, R., SHAHIDEHPOUR, S. M. e SINGH, C. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation: 1982-1987. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.3, n.4, pp.1555-1564, 1988.

ALMEIDA, D. A. D., LEAL, F. e ALMEIDA, R. A. D. Mapeamento do Processo de Formação de Falhas: Uma Aplicação no Setor Elétrico. *Anais do Congresso Brasileiro de Energia*. Rio de Janeiro, 2004.

_____. Análise de Falhas em uma Empresa Brasileira de Energia Elétrica Através do Indicador de Sazonalidade Aplicado na Abordagem FMEA. *Anais do VI CLAGTEE - Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica*. Mar del Plata, 2005.

ANEEL. *Resolução N° 024*, de 27 de janeiro de 2000.

_____. *Resolução N° 120*, de 06 de dezembro de 2004.

_____. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional - PRODIST*, de agosto de 2006.

BANSAL, R. C. Bibliography on the Fuzzy Set Theory Applications in Power Systems (1994-2001). *IEEE Transactions on Power Systems*, v.18, n.4, pp.1291-1299, 2003.

BEN-DAYA, M. e RAOUF, A. A Revised Failure Mode and Effects Analysis Model. *International Journal of Quality and Reliability Management*, v.13, n.1, pp.43, 1996.

BILLINTON, R. e ALLAN, R. N. *Reliability Evaluation of Engineering Systems : Concepts and Techniques*. New York: Plenum Press, 2° ed., 1992.

_____. *Reliability Evaluation of Power Systems*. New York: Plenum Press, 2° ed., 1996.

BILLINTON, R., FOTUHI-FIRUZABAD, M. e BERTLING, L. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation: 1996-1999. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.16, n.4, pp.595-602, 2001.

BILLINTON, R. e JONNAVITHULA, S. A Test System for Teaching Overall Power System Reliability Assessment. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v.11, n.4, pp.1670-1676, 1996.

BILLINTON, R. e PENG, W. A Generalized Method for Distribution System Reliability Evaluation. *IEEE Communication, Power and Computing Conference Proceedings*, v. 2, pp. 349-354, 1995.

BOWLES, J. B. An Assessment of RPN Prioritization in a Failure Modes Effects and Criticality Analysis. *Reliability and Maintainability Symposium Proceedings*, v. 1, pp. 380-386, 2003.

BRAGLIA, M. e FROSOLINI, M. Fuzzy Criticality Assessment Model for Failure Modes and Effects Analysis. *International Journal of Quality and Reliability Management*, v.20, n.4, pp.503-524, 2003.

BROWN, R. E. *Electric Power Distribution Reliability*. New York: Marcel Dekker, 1º ed., 2002.

BROWN, R. E., GUPTA, S., CHRISTIE, R. D., VENKATA, S. S. e FLETCHER, R. Distribution System Reliability Assessment Using Hierarchical Markov Modeling. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.11, n.4, pp.1929-1934, 1996.

BROWN, R. E., NGUYEN, H. V. e BURKE, J. J. A Systematic and Cost Effective Method to Improve Distribution System Reliability. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting Proceedings*, v. 2, pp. 1037-1042, 1999.

BROWN, R. E. e OCHOA, J. R. Distribution System Reliability: Default Data and Model Validation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.13, n.2, pp.704-709, 1998.

CANHA, L. N., ABAIDE, A. R., MILBRADT, R. G., POPOV, V. A., CASSEL, G. e DAZA, E. F. B. Estratégia Ótima para Priorização das Atividades de Manutenção nos Sistemas de Distribuição da CEEE Considerando Critérios de Diversas Naturezas - Parte I. *Anais do XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*. Belo Horizonte, 2006.

CELESC. *Localização de Falha no Sistema de Distribuição*. Manual de Procedimentos, 1999

_____. *Códigos e Descrições: Motivos, Causas, Consequências e Estágios*. DVOD - Divisão da Operação da Distribuição, 2003

CHANG, C.-L., LIU, P.-H. e WEI, C.-C. Failure Mode and Effects Analysis Using Grey Theory. *Intergrated Manufacturing Systems*, v.12, n.3, pp.211-216, 2001.

CHANG, C.-L., WEI, C.-C. e LEE, Y.-H. Failure Mode and Effects Analysis Using Fuzzy Method and Grey Theory. *Kybernetes*, v.28, n.9, pp.1072-1080, 1999.

CHOI, J. H., PARK, C. H., CHAE, W. K., JANG, S. I., KIM, K. H. e PARK, J. K. An Improved Investment Priority Decision Method for the Electrical Facilities Considering Reliability of Distribution Networks. *IEEE Power Engineering Society General Meeting Proceedings*, v. 3, pp. 2185-2191, 2005.

CHRISTOFIDES, N. *Graph Theory : An Algorithmic Approach*. New York: Academic Press, 1975.

CUNHA, A. J. B. e PINTO, E. L. F. Estudos para a Definição da Priorização da Manutenção. *Anais do XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*. Belo Horizonte, 2006.

DIAS, E. B. *Avaliação de Indicadores de Continuidade e Seu Impacto no Planejamento de Sistemas de Distribuição*. (Dissertação de Mestrado). Departamento de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

EWALD, C. A. Práticas de Planejamento e Controle da Evolução dos Indicadores de Continuidade de Conjunto ANEEL. *Anais do XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*. Belo Horizonte, 2006.

FAGUNDES, L. D., ALMEIDA, D. A. D. e LEAL, F. Metodologia de Gestão de Falhas para Empresas do Setor Elétrico. *Anais do ENEGEP - Encontro Nacional de Engenharia de Produção*. Florianópolis, 2004.

GILCHRIST, W. Modelling Failure Modes and Effects Analysis *International Journal of Quality and Reliability Management*, v.10, n.5, pp.16-24, 1993.

HELMAN, H. e ANDERY, P. R. P. *Análise de Falhas (Aplicação dos Métodos FMEA e FTA)*. Belo Horizonte: Fundação Christiano Ottoni, v.11, 1995.

KANDEL, A. e BYATT, W. J. Fuzzy Sets, Fuzzy Algebra and Fuzzy Statistics. *IEEE Proceedings*, v. 66, pp. 1619-1639, 1978.

KANDEL, A. *Fuzzy Mathematical Techniques with Applications*. Addison-Wesley Publishing Company, 1986.

KJOLLE, G. e SAND, K. RELRAD-an Analytical Approach for Distribution System Reliability Assessment. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.7, n.2, pp.809-814, 1992.

KLIR, G. J. *Fuzzy Sets and Fuzzy Logic: Theory and Applications*. Prentice Hall, 1995a.

KLIR, G. J. Fuzzy Logic. *IEEE Potentials*, v.14, n.4, pp.10-15, 1995b.

LEAL, F., PINHO, A. F. D. e ALMEIDA, D. A. D. Análise de Falhas Através da Aplicação do FMEA e da Teoria Grey. *Revista Gestão Industrial*. pp.79-88, 2006.

MAMDANI, E. H. Application of Fuzzy Logic to Approximate Reasoning Using Linguistic Synthesis. *IEEE Transactions on Computers*, v.C-26, n.12, pp.1182-1191, 1977.

MATHWORKS. *Fuzzy Logic Toolbox User's Guide*. version 2, 2006.

MAZZOLA, V. B., COELHO, J., NASSAR, S. M., BORBA, C. M., ROLIM, R. B., TENÓRIO, M. e STUMM, J. Gestão Pró-Ativa da Qualidade do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica em Ambiente WEB. *Anais do International Congress on Electricity Distribution*. Buenos Aires, 2006.

MENDEL, J. M. Fuzzy Logic Systems for Engineering: A Tutorial. *Proceedings of the IEEE*, v.83, n.3, pp.345-377, 1995.

MENDEL, J. M. e MOUZOURIS, G. C. Designing Fuzzy Logic Systems. *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Analog and Digital Signal Processing*, v.44, n.11, pp.885-895, 1997.

MOMOH, J. A., MA, X. W. e TOMSOVIC, K. Overview and Literature Survey of Fuzzy Set Theory in Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.10, n.3, pp.1676-1690, 1995.

PELÁEZ, C. E. e BOWLES, J. B. Using Fuzzy Logic for System Criticality Analysis. *IEEE Annual Reliability and Maintainability Symposium Proceedings*, v. 1, pp. 449-455, 1994.

PILLAY, A. e WANG, J. Modified Failure Mode and Effect Analysis Using Aproximate Reasoning. *Reliability Engineering and System Safety*, v.79, n.1, pp.69-85, 2003.

PONTES, M. D. S. e REBOUÇAS, C. R. Boas Práticas de Manutenção para a Melhoria dos Indicadores de Qualidade de Serviço. *Anais do XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*. Belo Horizonte, 2006.

QUEIROZ, H. L. e BORBA, C. M. Metodologia para Avaliação dos Conjuntos de Consumidores Por Meio dos Indicadores Técnicos de Qualidade. *Anais do Seminário*

Internacional sobre Planejamento e Qualidade em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Puerto Iguazu, Argentina, 2001.

QUEIROZ, L. G. T., MENDONÇA, J. W. L., KODEL, A. C. e CERQUEIRA, J. A. M. Nova Metodologia de Gestão Estratégica da Manutenção Preventiva - Fazer Mais - Gastando Menos. *Anais do XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*. Belo Horizonte, 2006.

REZENDE, S. O. *Sistemas Inteligentes: Fundamentos e Aplicações*. Barueri: Manoele Ltda., 1º ed., 2003.

ROMMELFANGER, H. J. Multicriteria Decision Making Using Fuzzy Logic. *North American Fuzzy Information Processing Society - NAFIPS Proceedings*, pp. 360-364, 1998.

ROSS, D. P., FREEMAN, L. A. A. e BROWN, R. E. Overcoming Data Problems in Predictive Reliability Distribution Modeling. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Proceedings*, v. 2, pp. 742-748, 2001.

SAE. Potencial Failure Mode and Effects Analysis in Design (Design FMEA) and Potencial Failure Mode and Effects Analysis in Manufacturing and Assembly Process (Process FMEA) Reference Manual. Society of Automotive Engineers, 1994.

SANDRI, S. A. Lógica Nebulosa. Apostila de Mini Curso. ITA, São José dos Campos: V Escola de Redes Neurais, pp.c073-c090, 1999.

SILVA, L. N. D., MACHADO, S., OLIVEIRA, H. R. P. M. D., VICENTINI, O. e TAGLIARI, C. Gestão dos Ativos: uma Priorização da Manutenção de Alimentadores Segundo Critérios de Performance e de Criticidade. *Anais do XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*. Belo Horizonte, 2006.

SPERANDIO, M., COELHO, J., NETO, E. A. C. A., VAZ, O. R., RAMOS, R. e ROLIM, R. B. A Influência do Cálculo da Taxa de Falha na Alocação de Chaves Automáticas. *Anais do XII Eriac*. Foz do Iguaçu, 2007.

TANSCHKEIT, R. Sistemas Fuzzy. Apostila de Mini Curso. Bauru, SP: VI Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, 2003.

TAY, K. M. e LIM, C. P. Fuzzy FMEA with a Guided Rules Reduction System for Priorization of Failures. *International Journal of Quality and Reliability Management*, v.23, n.8, pp.1047-1066, 2006.

TOMSOVIC, K. e CHOW, M. Y. Tutorial on Fuzzy Logic Applications in Power Systems. *IEEE/PES Power Engineering Society Winter Meeting Proceedings*, 2000.

USDOD. Procedures for Performing a Failure Mode, Effects and Criticality Analysis. United States Department of Defense, 1980.

VAZ, O. R., COELHO, J., SPERANDIO, M., ROLIM, R. B. e BORBA, C. M. Análise de Causas de Falhas e Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. *Anais do SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*. Campina Grande, 2006.

YCDDANAPUDI, S. R. K., YUAN, L., MCCALLEY, J., CHOWDHURY, A. A. e JEWELL, W. T. Development of a Predictive Reliability Assessment Tool for Distribution Systems. *Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium Proceedings*, pp. 463-469, 2005.

ZADEH, L. A. Fuzzy Logic. *Computer*, v.21, n.4, pp.83-93, 1988.

_____. Fuzzy Logic = Computing With Words. *IEEE Transactions on Fuzzy Systems*, v.4, n.2, pp.103-111, 1996.